

CONTROL NO LINEAL DE UN SUPERCAPACITOR PARA CONTROL DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA EN MICRO-REDES

Bryan Aldair Bolaños Bastidas

Trabajo de grado presentado como requisito
parcial para optar al título de
Ingeniero Electricista

Pereira, Marzo de 2018
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
Programa de Ingeniería Eléctrica.



CONTROL NO LINEAL DE UN SUPERCAPACITOR PARA CONTROL DE POTENCIA
ACTIVA Y REACTIVA EN MICRO-REDES

©Bryan Aldair Bolaños Bastidas

Director: M.Sc. Oscar Danilo Montoya Giraldo

Pereira, Marzo de 2018

Programa de Ingeniería Eléctrica.

Universidad Tecnológica de Pereira

La Julita. Pereira(Colombia)

TEL: (+57)(6)3137122

www.utp.edu.co

Versión web disponible en: *http://recursosbiblioteca.utp.edu.co/tesis/index.html*

Dedicatoria

A Dios, quien permite superar todo obstáculo, gracias por darme fuerza y coraje para hacer este sueño realidad; a mi madre Mery A. Bastidas, mi padre Geovanny Bolaños por el constante apoyo, sin ellos no hubiese sido posible este logro, más que mío es de ellos; a mis hermanos Nasly y Jonathan por ser el estímulo y ejemplo para seguir con este objetivo adelante, gracias por preocuparse por su hermano; a Marby por el apoyo brindado en todo momento, pues con su ayuda y amor estoy dispuesto a enfrentar todo y en todo momento.

A todos mis familiares, en especial a la memoria de mi tía, ayer a nuestro lado hoy en el cielo.

Agradecimientos

Agradezco al director de tesis, M.Sc. Oscar Danilo Montoya Giraldo ejemplo de profesionalismo, por compartir su conocimiento y contribuir en gran medida al desarrollo de este proyecto, gracias por apoyarme no solo durante la realización de la tesis, sino a lo largo de toda mi carrera.

En general a todos los profesores y compañeros del programa de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Tecnológica de Pereira, sé que todos contribuyeron al desarrollo y formación académica, permitiendo así terminar con éxito mi carrera.

Resumen

En este trabajo de grado se presenta el estudio de dos estrategias de control, control proporcional (P) y control proporcional integral (PI), con el objetivo de hacer control en la potencia activa y reactiva desde un sistema de almacenamiento de energía monofásico con un supercapacitor (SCES, por sus siglas en inglés) hacia la red eléctrica o viceversa. Los modelos de control propuestos, funcionarían con ayuda de un modelo de cuadratura, que crea componentes paralelas y ortogonales de la tensión de la red, las cuales permiten hacer control sobre el flujo de potencia tanto activa como reactiva.

También se presentan las diferentes tecnologías utilizadas como sistemas de almacenamiento de energía, los cuales en la actualidad están siendo aplicados a sistemas de generación de energía renovable. La importancia de utilizar estas tecnologías, radica en que presentan beneficios en cuanto a mejoras en estabilidad, calidad y la confiabilidad de la energía eléctrica.

Por otro lado, se presenta el modelo dinámico en función de las variables del sistema, lo cual permite llevar a cabo el control anteriormente mencionado.

Los resultados son llevados a cabo mediante el software MATLAB, con la simulación de dichas estrategias de control, es posible demostrar la efectividad del tipo de control propuesto sobre potencia activa y reactiva en sistemas de este tipo (SCES).

Índice general

Índice general	VI
Índice de tablas	VII
Índice de figuras	IX
1. Introducción	1
1.1. Planteamiento del problema	2
1.2. Justificación	4
1.3. Objetivos	4
1.3.1. General	4
1.3.2. Específicos	4
1.4. Estado del arte	5
1.5. Principales resultados	6
1.6. Estructura del trabajo de grado	7
2. Generalidades de los SAE	8
2.1. Introducción a los sistemas de almacenamiento de energía	8
2.2. Tecnologías en sistemas de almacenamiento	8
2.3. Clasificación de tecnologías en sistemas de almacenamiento	10
2.3.1. Sistemas de almacenamiento basados en baterías	11
2.3.2. Sistemas de almacenamiento basados en volantes de inercia . . .	11
2.3.3. Sistemas de almacenamiento por bombeo hidráulico	11
2.3.4. Sistemas de almacenamiento por aire comprimido	12
2.3.5. Sistemas de almacenamiento por superconductores magnéticos (SCES)	12
2.3.6. Sistemas de almacenamiento por supercapacitores	13

2.4. Análisis comparativo de las tecnologías de almacenamiento de energía .	14
3. Modelo dinámico del SCES	16
3.1. Generalidades	16
3.2. Modelado del sistema SCES	16
3.3. Representación Hamiltoniana	20
4. Diseño de la estrategia de control para el SCES	23
4.1. Objetivo de control	23
4.2. Solución analítica para $v_{dc}(t)$	25
4.3. Control de la corriente $i(t)$ del SCES	26
4.4. Diseño de estrategia de control proporcional	26
4.5. Diseño de estrategia de control proporcional integral	27
4.6. Calculo de la corriente de referencia ($i_{ref}(t)$)	28
4.7. Modelo de cuadratura	30
4.8. Implementación del control	31
5. Resultados	33
5.1. Validación de los modelos de control	34
5.2. Respuesta dinámica del estimador de cuadratura	39
5.3. Control de potencia activa y reactiva	41
5.4. Respuesta de la tensión del supercondensador $v_{dc}(t)$	45
6. Conclusiones	47
6.1. Trabajos futuros	47

Índice de tablas

5.1. Parámetros del sistema de prueba	34
5.2. Potencias de referencia.	34
5.3. Constantes de los controles P y PI.	35
5.4. Valores de k_{sync} a evaluar.	39

Índice de figuras

1.1. Conexión típica de un supercapacitor a la red eléctrica mediante un convertidor por fuente de voltaje	3
2.1. Esquema de SAE directo	9
2.2. Esquema de SAE indirecto	9
2.3. Clasificación de tecnologías de almacenamiento	10
2.4. Conexión típica de una bobina superconductora (Tomado de [1]).	13
2.5. Rangos de aplicación de tecnologías de almacenamiento (Tomada de [2]).	15
3.1. Conexión típica de un supercapacitor a la red eléctrica mediante un convertidor por fuente de voltaje	17
4.1. Condensador	25
4.2. Triángulo de potencias.	29
5.1. Respuesta de control P	35
5.2. Respuesta de control PI	36
5.3. Diferencia entre i_{ref} e $i(t)$ para control P y control PI	37
5.4. Comportamiento de $m(t)$ para control P	37
5.5. Comportamiento de $m(t)$ para control PI	38
5.6. Respuesta dinámica del estimador de cuadratura ($e(t)$ vs $e_{\perp}(t)$)	39
5.7. Respuesta dinámica del estimador de cuadratura ($e(t)$ vs $e_{ }(t)$)	40
5.8. Valor RMS de la corriente $i(t)$ en control P	41
5.9. Valor RMS de la corriente $i(t)$ en control PI	42
5.10. Respuesta dinámica de la potencia activa en control P	43
5.11. Respuesta dinámica de la potencia reactiva en control P	43
5.12. Respuesta dinámica de la potencia activa en control PI	44
5.13. Respuesta dinámica de la potencia reactiva en control PI	44

ÍNDICE DE FIGURAS

IX

5.14. Respuesta dinámica del estimador de cuadratura para control P	45
5.15. Respuesta dinámica del estimador de cuadratura para control PI	46

Nomenclatura

- VSC: Convertidor por Fuente de Voltaje.
- AC: Corriente Alterna.
- DC: Corriente Directa.
- $v_{dc}(t)$: Voltaje en el lado DC del VSC.
- $i_{dc}(t)$: Corriente en el lado DC del VSC.
- w_o : Frecuencia angular.
- SAE: Sistemas de Almacenamiento de Energía.
- SCES: *Supercapacitor Energy Storage*.
- C_{sc} : Valor de capacitancia del sistema SCES.
- L_T : Inductancia del transformador monofásico.
- R_T : Resistencia del transformador monofásico.
- $e(t)$: Tensión de la red.
- $i(t)$: Corriente del VSC a la red.
- $m(t)$: Índice de modulación.
- $v(t)$: Tensión en los terminales del VSC.
- $J(x), R, \xi(t)$: Matrices y vectores [del modelo](#) Hamiltoniano.
- $u(t)$: Vectores de entrada del sistema.

- $H(t)$: Función de energía.
- $k(t)$: Ley de control (P ó PI).
- $k_p(t)$: Control Proporcional.
- $k_{pi}(t)$: Control Proporcional Integral.
- β : Constante del control P.
- k_{pi} : Constante del control PI.
- $x_{1,2}$: Variables de estado del modelo del SCES.
- $z_{1,2}$: Variables de estado ejes de cuadratura.

Capítulo 1

Introducción

Las fuentes de energía eléctrica renovable tienen cada vez un mayor porcentaje de crecimiento y utilización en los últimos años, especialmente la eólica y la solar, las cuales se han convertido en una alternativa viable para suplir la demanda energética a nivel mundial [3]. La importancia de estos sistemas es que ayudan a reducir el efecto invernadero y minimizan el impacto negativo sobre el medio ambiente [4]. La Agencia Internacional de la Energía (AIE) afirma que el porcentaje de las energías renovables en la generación energética total presenta un aumento del 18 % en la actualidad y se prevé un aumento superior al 35 % para el año 2050 [5].

Sin embargo, para la integración de sistemas de energías renovables a la red actual, los sistemas de almacenamiento representan una gran oportunidad para gestionar la energía e integrar sistemas de generación de naturaleza variable como los sistemas no convencionales [3]. Además, los sistemas de almacenamiento mejoran la confiabilidad, ya que permiten almacenar la energía en exceso y posteriormente ser inyectada a la red [6]. Dentro de los sistemas de almacenamiento de energía mas comunes se encuentran las baterías de flujo [6], supercapacitores [7], superconductores magnéticos [1], *flywheels* [3], sistemas de bombeo hidráulico [3], entre otros.

El presente trabajo, se toma como aplicación los supercapacitores [8–11]. Para incorporar un sistema de control y de gestión de la energía es necesario contar con un modelo dinámico del supercapacitor, que permita tener acceso a las diferentes variables dinámicas del sistema y finalmente, se pueda llevar un control sobre ellas.

En este contexto, el comportamiento de las energías no convencionales como la eólica, fotovoltaica entre otras, son de naturaleza variable. Este comportamiento cambiante hace que se presente fluctuaciones en los flujos de potencia, lo que perjudica la operación y control de la red [12]. De esta manera, una forma de estabilizar y controlar el

flujo de potencia en la red, es mediante la incorporación de un supercapacitor [8], el cual permite mitigar el efecto de las variaciones de potencia.

Debido a la no linealidad del sistema, se propone el estudio de dos técnicas de control moderno sobre el convertidor CC-CA y el supercapacitor, la primera propuesta es un control óptimo proporcional convencional (Error proporcional) [1], la segunda propuesta es un control proporcional integral (Error proporcional e integral del error) [13]; esto para controlar la potencia activa y reactiva del sistema con presencia de generadores con inyección de potencia variable y garantizando propiedades de estabilidad en el sentido de Lyapunov [14].

Se concluye que la exploración de este tipo de almacenamiento, utilizando técnicas de control no lineal es aplicable. Cabe aclarar que se realizó la formulación del modelo y los respectivos análisis de las simulaciones numéricas en el software MATLAB, esto con el fin de verificar la eficiencia de las estrategias de control diseñadas.

1.1. Planteamiento del problema

El crecimiento de la población, genera aumento en la demanda de energía. Esto conlleva a la expansión o la interconexión de nuevas alternativas, y requiere de la búsqueda constante de mejoras en cuanto a calidad, confiabilidad, selectividad etc, de los nuevos sistemas de energía. La calidad de la energía eléctrica es un aspecto de gran importancia en la prestación del servicio, por lo que se requiere de grandes avances en este aspecto [15].

Las redes tradicionales están siendo transformadas debido a la integración de generación y almacenamiento distribuido, que junto con las tecnologías de comunicación permiten que los agentes de generación, almacenamiento y las cargas puedan comunicarse e interactuar entre sí, contribuyendo así a la robustez del sistema [16].

La implementación de sistemas de generación con fuentes de energía renovable, es una alternativa confiable que permite mitigar la creciente demanda de energía, además ayuda a reducir el efecto invernadero producido por las fuentes de energía convencionales, este tipo de generación, posee además una serie de ventajas, entre ellas la reducción de la contaminación, fácil mantenimiento, bajo costo de operación, entre otros [15].

La integración de las micro-redes, da solución a estos problemas. "Las micro-redes son sistemas de distribución eléctrica que contienen cargas y fuentes de energía distribuida (generadores distribuidos, equipos de almacenamiento, o cargas controlables) que pueden ser operados de manera coordinada y controlada bien sea conectadas a la red eléctrica o aisladas" [17]. Los almacenadores de energía cumplen un papel importante

en dichos sistemas.

La potencia generada con los métodos tradicionales es relativamente fácil de ajustar a la demanda. Sin embargo, esto no sucede con las fuentes alternativas, las cuales se fundamentan en atrapar parte de la potencia de los fenómenos naturales, y por medio de técnicas de control adaptar sistemas que permitan hacer uso de esta. Una manera de hacer confiables estos recursos es almacenando la energía excedente para después aprovecharla cuando los niveles de producción sean menores a los requeridos. Otra gran motivación para el almacenamiento de energía radica en las aplicaciones portátiles, como los sistemas de comunicaciones electrónicas y los vehículos eléctricos, los cuales necesitan fuentes de potencia independientes de las redes fijas de suministro [6].

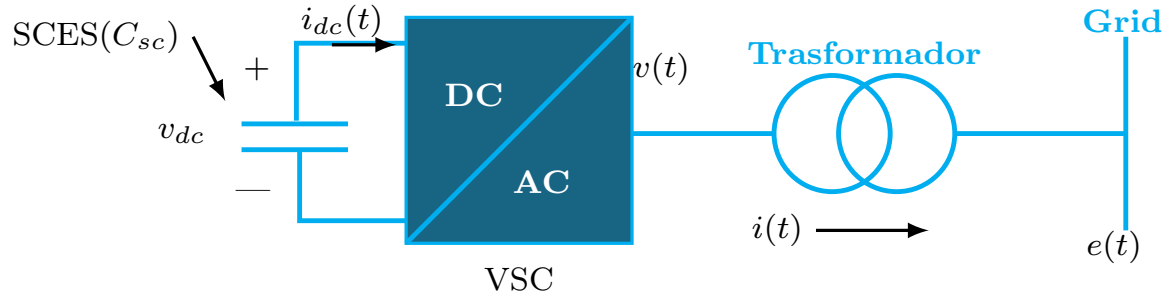


Figura 1.1: Conexión típica de un supercapacitor a la red eléctrica mediante un convertidor por fuente de voltaje

Los supercapacitores son dispositivos de almacenamiento de energía, almacenan cantidades considerables además de soportar grandes picos de potencia por periodos cortos de tiempo [18], contribuyendo así a la solución de este tipo de problema.

El estudio de los supercapacitores y la integración a las micro-redes, son sistemas en estudio, este trabajo estudiará dicho sistema, enfatizando técnicas de control no lineal. Estos sistemas requieren de gran robustez en cuanto a técnicas de control para poder ser integrados al sistema sin problemas. El acoplamiento del supercapacitor con la red, requiere de convertidores electrónicos de potencia, el cual debe responder a flujos de potencia bidireccionales de tal manera que el sistema controle el intercambio de potencia entre el sistema de almacenamiento y la red eléctrica.

1.2. Justificación

El sistema de distribución de energía lo conforman un conjunto de elementos, entre los cuales se encuentran las subestaciones, transformadores, líneas de transmisión entre otros. Estos elementos interactúan de tal manera que pueden suministrar la energía eléctrica de acuerdo a los requerimientos del usuario final. El sistema de distribución corresponde al último eslabón de la cadena y presenta diferentes fenómenos que deben ser estudiados a profundidad, y requiere del desarrollo de técnicas para mejorar su desempeño [1].

Los supercapacitores soportan grandes picos de potencia, aunque sólo por periodos cortos [18], se propone el estudio de este tipo de almacenamiento de energía, junto con el control de la gestión del flujo de potencia del sistema, aprovechando las características de la tecnología en estudio, y así brindar una metodología de aplicación y funcionamiento mejorado de la micro-red, amortiguando estados de la misma.

Este ejercicio permite afianzar el conocimiento en cuanto a sistemas de control en micro redes, contribuye a la solución de la demanda creciente de energía, ayudada al mejoramiento de la calidad del servicio al usuario final, presentar mejoras en cuanto a transferencia de carga y aumento en la confiabilidad para el sistema de distribución ya que se integran diferentes sistemas en uno solo.

1.3. Objetivos

1.3.1. General

Implementar un sistema de control no lineal para un supercapacitor que permita reducir oscilaciones de potencia activa y reactiva en micro redes.

1.3.2. Específicos

1. Revisar la literatura reciente sobre el almacenamiento de la energía en supercapacitores, además de las técnicas de control usadas en los convertidores controlados por fuente de tensión.
2. Estudiar el modelo matemático del supercapacitor.
3. Estudiar los métodos de control clásicos de supercapacitores.

4. Seleccionar e implementar una técnica de control no lineal en MATLAB, que facilite mejor el manejo del modelo dinámico antes adquirido y que permita llevar a cabo el estudio.
5. Desarrollar un esquema de control y estimación del estado de carga del supercapacitor, de tal manera que este pueda ser conectado a la red y operar de forma adecuada.
6. Reportar los resultados analizados mediante la simulación digital del comportamiento del supercapacitor con la técnica de control implementada, llevada a cabo en MATLAB.

1.4. Estado del arte

En la literatura se encuentra varios métodos de control en supercapacitores, control basado en pasividad [18, 19], control difuso [20], entre otro [21–23]. Sin embargo, son pocas las investigaciones realizadas en la gestión de la potencia entregada por un sistema SCES y comparación entre técnicas de control.

Como en escenarios anteriores lo mencionamos, tener control sobre la energía almacenada en un supercapacitor permite reducir oscilaciones de potencia activa y reactiva en un sistema, bajo este escenario, los convertidores electrónicos de potencia desempeñan un papel muy importante. Con el desarrollo de la electrónica de potencia y la reducción en los costos de las materias primas, se ha logrado que hoy en día las fuentes de generación de energía eléctrica renovable puedan entrar a formar parte integral de las redes eléctricas convencionales, sin aumentar los costos de facturación a los usuarios finales [10].

La unidad de una micro-red incluye, celdas fotovoltaicas (PV), aerogeneradores (WT), generación distribuida (GD), unidades de almacenamiento como súpercapacitores, pilas de combustible entre otras [15]. Una micro red puede funcionar tanto en modo isla o conectada en conjunto con la red de distribución [15]. La cuestión principal es la forma de equilibrar la potencia activa y reactiva y como evitar picos de potencia en la micro red, así como lograr esto de la manera más económica y confiable para el sistema. Para resolver este problema, hay tres principales tipos de soluciones:

1. La reducción de la generación de potencia activa de generadores renovables, sin embargo, este método reduce la utilización de la energía renovable y no es válido cuando la máxima generación renovable es inferior a la demanda de carga [21].

2. La aplicación de gestión de la demanda, ajustando la demanda de carga para equilibrar la potencia activa. Este método requiere que los usuarios tengan una respuesta rápida a los cambios de precio de la electricidad o requiere la adopción de medidas de control de carga directamente según la generación en tiempo real [24].
3. Instalación de unidades de almacenamiento de energía, tales como batería, volante de inercia, súper condensadores entre otros, pueden absorber el exceso de energía durante el período de generación pico y compensar la energía almacenada durante el período de pico de carga [18].

Una de las configuraciones más utilizadas de sistemas híbridos de almacenamiento de energía (HESS), es la combinación de baterías y supercondensadores, la mayoría de las aplicaciones de HESS han tenido lugar en los vehículos eléctricos, aunque también se han implementado algunos sistemas de almacenamiento de energía híbridos para las turbinas de viento [25].

El enfoque de este proyecto está centrado, en mejorar una técnica de control de supercapacitor, que permita mitigar inestabilidades dinámicas producto del oscilaciones en el sistema de potencia.

1.5. Principales resultados

El presente trabajo pretende mostrar dos técnicas clásicas de control, una técnica es el control P (Proporcional) y la segunda corresponde a un control PI (Proporcional Integral), para un supercapacitor y su respectivo sistema de potencia. Los principales resultados son los siguientes:

- Implementar dos técnicas de control en MATLAB, que permitan llevar a cabo control de potencia activa y reactiva del supercapacitor, de acuerdo a los requerimientos de la red.
- Mostrar los diferentes escenarios de simulación, implementados en el software MATLAB, usando el paquete de solución de ecuaciones diferenciales ODE23tb.
- Mostrar la comparación entre los valores esperados y los valores de salida entre las señales de corriente, con el fin de evaluar el rendimiento del controlador.
- Presentar la respuesta dinámica de un modelo de cuadratura de generar tanto una señal paralela como la señal perpendicular a $e(t)$, la cual permitirá llevar a cabo el control de potencia activa y reactiva.

- Llevar a cabo control de potencia activa y reactiva, desde el sistema SCES hacia la red o viceversa.
- Finalmente se presentara el comportamiento de $v_{dc}(t)$, de acuerdo a los valores de $p_{ac}^*(t)$ y $q_{ac}^*(t)$.

1.6. Estructura del trabajo de grado

El trabajo de grado está organizado de la siguiente forma:

En el Capítulo 2 se llevara a cabo una introducción teórica de los diferentes sistemas de almacenamiento de energía, al igual que una breve introducción a los súpercapacitores, esto con miras a dar solución al problema planeado. En el Capítulo 3 se presenta el modelo del supercapacitor, compuesto tanto por el convertidor bidireccional DC/AC, el sistema de almacenamiento de energía (Supercapacitor), y el sistema de potencia; en este paso se establecerán las variables físicas requeridas para evaluar la estrategia de control y finalmente corregir los posibles errores que el modelo pueda implicar para la aplicación de la estrategia de control. Posteriormente, en el Capítulo 4, se implementa 2 técnicas de control; Control proporcional (P) y un control proporcional integral (PI); para el convertidor bidireccional AC/DC, el sistema de almacenamiento de energía y el sistema de potencia. Se optó por presentar 2 tipos de control con fines comparativos y finalmente concluir al respecto. En el Capítulo 5 se presentan los resultados obtenidos en las diferentes simulaciones, con el objeto de validar las propuestas de control. Finalmente se presentan las conclusiones y los respectivos trabajos futuros requeridos en el Capítulo 6.

Capítulo 2

Generalidades de los SAE

2.1. Introducción a los sistemas de almacenamiento de energía

La variación rápida en la carga, producto de perturbaciones en la red eléctrica, causan que los generadores sincrónicos no siempre puedan actuar de manera rápida para mantener la estabilidad del sistema. Una solución a este problema es por medio de un sistema de almacenamiento de energía. Los sistemas de almacenamiento pueden ser controlados para entregar potencia activa o reactiva de acuerdo a los requerimientos de la red; es por eso este tipo de tecnologías facilitan mejoras en cuanto a calidad de energía y fiabilidad del suministro [26].

Con la incorporación de un sistema de almacenamiento de energía, hay mayor calidad del suministro, se reduce el consumo de energías convencionales asociadas a combustibles fósiles entre otros.

2.2. Tecnologías en sistemas de almacenamiento

Las tecnologías que pueden almacenar energía eléctrica (SAE, Sistemas de Almacenamiento de Energía), sin convertirla en otro tipo de energía se denominan SAE directos, estos sistemas tienen menos transformaciones de energía, mejor eficiencia energética y menos dispositivos [2]. En esta categoría también están los dispositivos que utilizan el campo electromagnético para almacenar energía y que están contruidos empleando capacitores e inductores, la figura 2.1 muestra una conexión típica de este tipo de

sistemas [26].

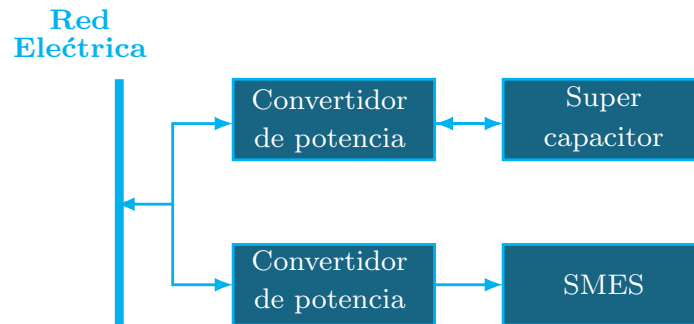


Figura 2.1: Esquema de SAE directo

Los dispositivos que almacenan energía convirtiendo está en otro tipo de energía, ya sea energía mecánica o química, se conocen como SAE indirectos, la figura 2.2, muestra una configuración típica de este tipo de sistemas, donde se puede observar que utiliza más dispositivos que los sistemas SAE directos.

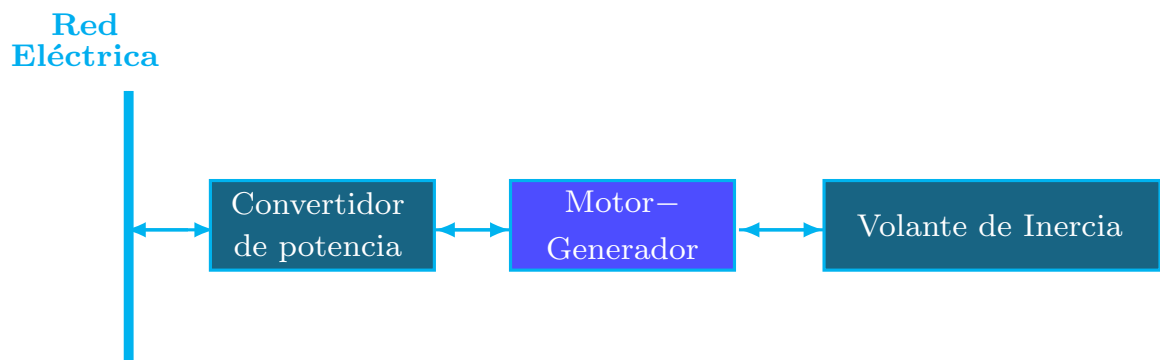


Figura 2.2: Esquema de SAE indirecto

Existen dos factores principales que caracterizan a los sistemas de almacenamiento de energía; una es la cantidad de energía que puede ser almacenada en el dispositivo y la otra es la tasa con la cual el SAE puede absorber o entregarla [26].

2.3. Clasificación de tecnologías en sistemas de almacenamiento

Las tecnologías en almacenamiento de energía son de gran importancia en la actualidad, para la operación de las redes inteligentes y micro redes. Los sistemas de almacenamiento de energía más comunes pueden clasificarse como:

- Sistemas mecánicos: Volantes de inercia.
- Sistemas neumáticos: Compresores de aire.
- Sistemas térmicos: Calentadores de agua o aceite.
- Sistemas eléctricos: Supercondensadores.
- Sistemas magnéticos: Superconductores magnéticos.
- Sistemas electro-químicos: Baterías, Pilas de combustible.

La figura 2.3 muestra los sistemas más utilizados en la industria, en general, estos dispositivos deberían tener: baja descarga debido al almacenamiento en un corto tiempo, alto eficiencia, alta vida útil, amplio rango de temperatura de funcionamiento, bajo mantenimiento y ser considerado como no contaminantes [2].

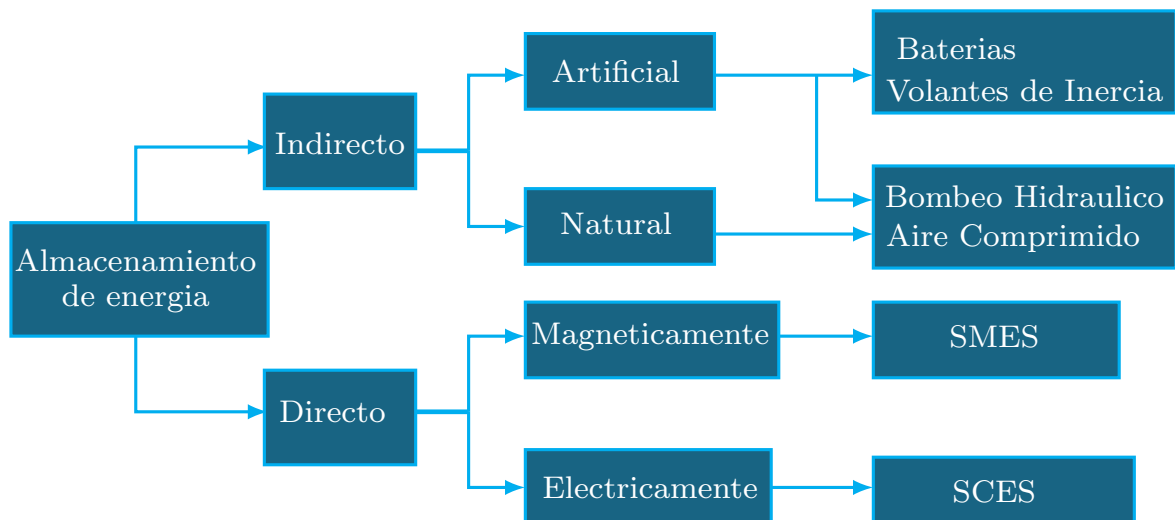


Figura 2.3: Clasificación de tecnologías de almacenamiento

2.3.1. Sistemas de almacenamiento basados en baterías

Las baterías, son dispositivos que transforman energía química de sus materiales en energía eléctrica mediante reacciones de oxidación y reducción [1, 2]. Las baterías han sido la forma más reconocida de almacenamiento de energía, debido a su bajo costo, buen rendimiento y su alta eficiencia relativa, aunque su vida útil es baja [12]. Esta tecnología aun hoy sigue siendo una tecnología accesible en el mercado, son utilizadas para mejorar el desempeño de los sistemas de potencia como también para sistemas de transmisión y distribución [26].

2.3.2. Sistemas de almacenamiento basados en volantes de inercia

Los volantes de inercia se basan en su energía cinética para almacenar energía [12], están compuestos por un volante de inercia acoplado a una maquina eléctrica impulsora y un convertidor de potencia. Son en su mayoría maquinas síncronas de imanes permanentes, su objetivo es hacer girar inercias de grandes tamaños a altas velocidades. La energía almacenada depende del momento de Inercia (I) y de la velocidad de rotación w como se muestra en la ecuación (2.1) [1].

$$E = \frac{1}{2} I w^2 \quad (2.1)$$

En la ecuación anterior, E es la energía almacenada en sistema, I es el momento de inercia y finalmente w es la velocidad angular del volante de inercia. La masa rotacional (I) depende de la forma y composición estructural del almacenador de energía [12]. La energía almacenada es controlada variando la inercia (I) o la velocidad de giro (w) del volante de inercia o ambos [26].

2.3.3. Sistemas de almacenamiento por bombeo hidráulico

Otro tipo de almacenamiento de energía es el PHES (*Pumped Hydroelectric Energy Storage*) o almacenamiento de energía por bombeo hidráulico. Esta tecnología representa una de las soluciones más eficientes para almacenar grandes cantidades de energía. Funciona en forma inversa a la generación hidroeléctrica tradicional, consiste en bombear agua desde un depósito inferior a otro situado a mayor altitud [1, 2], por tal razón, estas tecnologías requieren de ubicaciones específicas para su funcionamiento [12].

La energía almacenada en el deposito superior está dada por la energía potencial cuya expresión de energía está dada por (2.2):

$$E = V_o \rho g H \quad (2.2)$$

Donde V_o es el volumen del depósito superior, ρ es la densidad del agua, g es la gravedad y H es la diferencia de altura entre la bomba y el depósito de agua superior. Los sistemas de almacenamiento basados en el bombeo de agua son utilizados en sistemas de gran escala y alta potencia [26].

2.3.4. Sistemas de almacenamiento por aire comprimido

El sistema CAES (*Compressed Air Energy Storage*) o almacenamiento de energía por aire comprimido, es una tecnología donde el aire esta comprimido en embalses, almacenado en depósitos o cavidades subterráneas [1]. Los sistemas CAES funcionan de manera muy similar a una turbina de gas convencional, excepto que las operaciones de compresión y expansión ocurren independientemente y en diferentes momentos [27].

Cuando el aire es comprimido para el almacenamiento, su temperatura aumentará de acuerdo a la expresión (2.3).

$$T_2 = T_1 \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} \quad (2.3)$$

Donde T es la temperatura, P es la presión absoluta, k índice politrópico, los subíndices 1 y 2 indican el estado inicial y final de compresión respectivamente [27].

Posteriormente cuando la energía almacenada es requerida, se libera expandiendo el aire a través de una turbina.

2.3.5. Sistemas de almacenamiento por superconductores magnéticos (SCES)

La tecnología SMES, consiste en una bobina superconductora, es un elemento de gran eficiencia ya que genera muy pocas perdidas por efecto Joule y solo se consideran perdidas del convertidor electrónico que manejan [1]. Con esta tecnología se obtienen altas eficiencias para un tiempo de almacenamiento corto, este sistema SMES usa un dispositivo de acondicionamiento de señal para conectar el bus de DC de la bobina con el bus AC, lo que permite su carga y descarga [2].

La energía E almacenada en la bobina, está dada por (2.4).

$$E = \frac{1}{2}LI^2 \quad (2.4)$$

Donde L es el coeficiente de inductancia e I la corriente que la atraviesa, la figura 2.4 muestra la conexión típica de un sistema SMES a la red eléctrica.

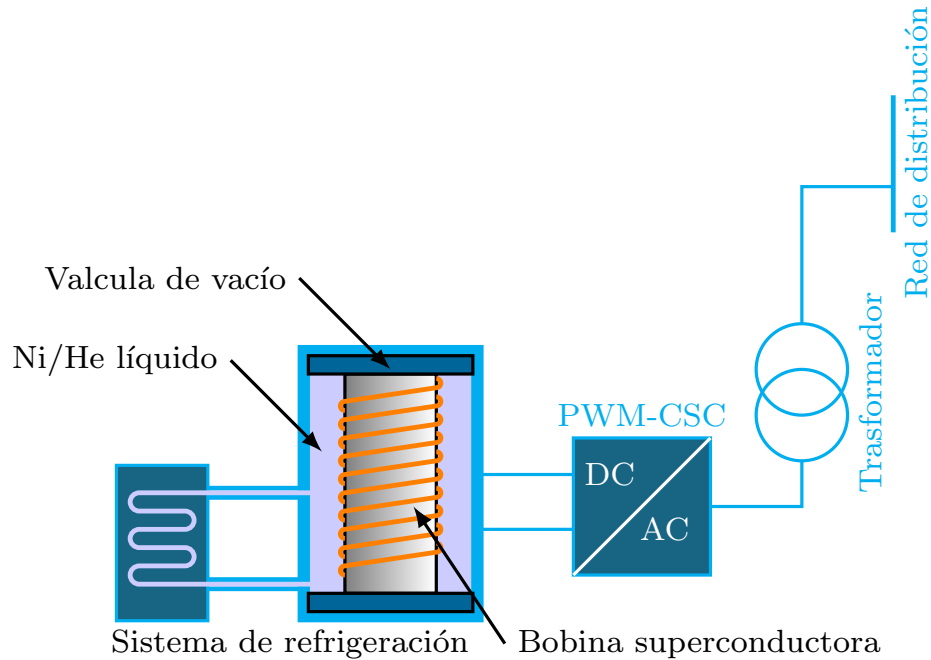


Figura 2.4: Conexión típica de una bobina superconductora (Tomado de [1]).

2.3.6. Sistemas de almacenamiento por supercapacitores

Finalmente, otra forma de almacenar energía es por medio de los supercapacitores, este sigue la misma lógica operacional de un condensador tradicional [2]. Los supercapacitores o por sus siglas en inglés SCES, permiten almacenar energía en forma de campo eléctrico en cortos periodos de tiempo, es decir, a partir de voltaje en sus terminales [9].

Los supercondensadores son dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica que ofrecen alta densidad de potencia, capacidad de respuesta extremadamente alta y alta eficiencia [11]. Esta tecnología es una opción interesante en almacenamiento de energía en periodos de tiempo cortos, ha sido utilizada en diferentes aplicaciones, accio-

namientos eléctricos industriales [28], unidades de tracción automotrices [11], sistemas de alimentación ininterrumpida (UPS) y filtros activos [29] entre otros.

La energía almacenada en un capacitor está dada por la expresión (2.5).

$$E = \frac{1}{2}CV^2 \quad (2.5)$$

Donde C es la capacitancia del condensador y V es la tensión entre los bornes del capacitor.

El sistema de almacenamiento basado en un supercapacitor, la conexión más recomendada es mediante un convertidor por fuente de voltaje (VCS), como se muestra en la figura 1.1. El supercapacitor es un capacitor electroquímico, el cual está compuesto de dos electrodos conductores porosos y un separador que impide el contacto directo entre ellos. El supercapacitor es un capacitor no lineal, donde la capacitancia es función de la tensión y está dada por (2.6):

$$C(V) = C_o + K_c V \quad (2.6)$$

Donde C define el comportamiento y la energía almacenada, esta capacidad no es constante y depende del voltaje en sus terminales. Por esta razón, la capacidad se modela como un valor constante C_o , la cual representa la capacitancia electrostática del capacitor. V es la tensión en los bornes y K_c es el coeficiente que representa la capa difusa del supercapacitor [26].

2.4. Análisis comparativo de las tecnologías de almacenamiento de energía

Las diferentes unidades de almacenamiento, poseen grandes cualidades en el momento de acumular energía, estos sistemas han demostrado ser una gran alternativa de solución a diversos problemas a niveles de baja y media tensión, donde se trabaje con alta variabilidad de flujos de potencia [1]. Además, este tipo de tecnologías son utilizadas en sistemas de transporte, en la industria, medios espaciales entre otros [12]. Los sistemas de almacenamiento de energía de este tipo, ayudan a mitigar los picos de potencia, aumentan la estabilidad e incrementan la eficiencia en sistemas con alta generación de fuentes renovables [1].

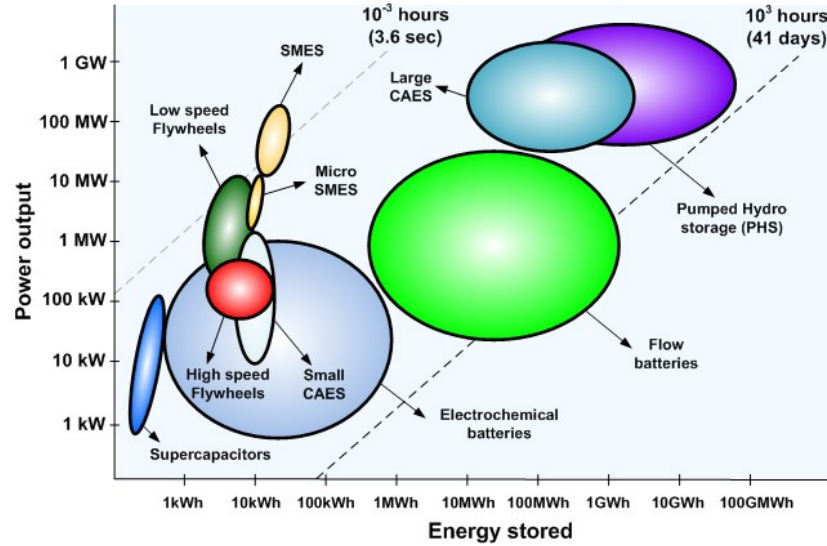


Figura 2.5: Rangos de aplicación de tecnologías de almacenamiento (Tomada de [2]).

En la figura 2.5, se observa el rango de aplicación de diferentes tecnologías de almacenamiento, en el eje de las abscisas se puede observar la potencia que puede suministrar el sistema, mientras que en el eje de las ordenadas se puede observar el tiempo en el cual el sistema de almacenamiento puede entregar dicha energía [2]. En la misma medida, la figura 2.5 nos permite evidenciar la capacidad de almacenamiento de los supercapacitores, por lo cual es posible utilizar esta tecnología a nivel de bajo voltaje [2], distribución y potencia [1].

Capítulo 3

Modelo dinámico del SCES

3.1. Generalidades

En este capítulo se establecerá el modelo matemático del sistema, así como del comportamiento de las variables de estado del sistema, partiendo del sistema mostrado en la figura 3.1, el cual está compuesto por el supercapacitor, el convertidor bidireccional DC/AC (VCS) y el sistema de potencia o red eléctrica.

Un sistema dinámico puede ser descrito de manera generalizada mediante un conjunto de ecuaciones diferenciales de primer orden [11], descrito por:

$$\begin{cases} \dot{x} = f(x, u, w), & x \in \mathbb{R}^m \\ y = h(x, u), & u, y \in \mathbb{R}^m \end{cases} \quad (3.1)$$

La expresión en (3.1) muestran la estructura de un clásico sistema de control con retroalimentación de variables de estado [11], donde x se conoce como estado, u es la entrada de control, w es conocida como una perturbación y finalmente y es la salida.

3.2. Modelado del sistema SCES

El modelo matemático general para un sistema SCES, junto con el convertidor de tensión (VSC) y la red se obtiene así: La primera ecuación, se logra obtener mediante la aplicación de las leyes de Kirchhoff's [8] en el lado de AC del convertidor en la figura 3.1, y una segunda ecuación en el lado de DC [30], como se muestra a continuación en (3.2) y (3.3).

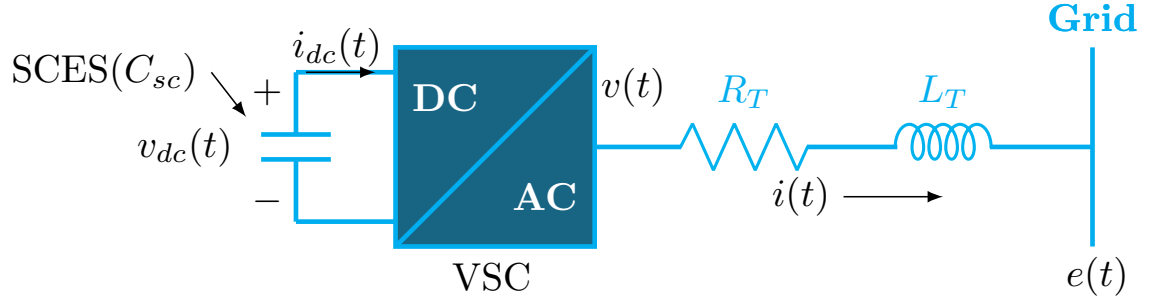


Figura 3.1: Conexión típica de un supercapacitor a la red eléctrica mediante un convertidor por fuente de voltaje

$$v(t) - e(t) = R_T i(t) + L_T \frac{d}{dt} i(t) \quad (3.2)$$

La ecuación (3.2), corresponde a la ecuación en el lado de AC, el cual pertenece al lado de potencia del sistema, donde R_T y L_T son parámetros que representan tanto la inductancia de fuga como la resistencia de devanado del acoplamiento transformador [31], $v(t)$ corresponde a la tensión en los terminales del VSC, $e(t)$ corresponde a la tensión en el nodo equivalente de la red y finalmente $i(t)$ corresponde a la corriente desde el VSC a la red.

La ecuación (3.3) corresponde a la segunda ecuación del sistema.

$$i_{cap}(t) = -i_{dc}(t) \quad (3.3)$$

La ecuación (3.3) puede ser reescrita en función de los elementos del sistema, de la siguiente manera.

$$C_{sc} \frac{d}{dt} v_{dc}(t) = -i_{dc}(t) \quad (3.4)$$

Donde C_{sc} corresponde al valor de la capacitancia del sistema SCES, $v_{dc}(t)$ es la tensión en terminales del supercapacitor y finalmente $i_{dc}(t)$ es la corriente proveniente del supercapacitor.

El convertidor está controlado por la técnica PWM sinusoidal. La señal de modulación de fase es $m(t)$. La relación entre los componentes fundamentales de las tensiones en los terminales de tensión alterna (AC) y la fuente de voltaje DC es:

$$v(t) = m(t) v_{dc}(t) \quad (3.5)$$

De esta manera (3.5) es posible reescribirla como se muestra en (3.6).

$$m(t) = \frac{v(t)}{v_{dc}(t)} \quad (3.6)$$

La ecuación (3.6) corresponde al modelo promediado, el cual considera que la potencia en el lado DC es igual a la potencia en el lado AC, es decir existen pérdidas muy bajas por conmutación en los convertidores (pérdidas alrededor de 3 % de la potencia total del sistema) [1, 32]. De esta manera se establece la relación entre $i_{dc}(t)$ y la corriente $i(t)$ del lado de AC como se muestra en las siguientes ecuaciones.

Partiendo de la ecuación de potencia, tenemos:

$$p_{dc}(t) = p_{ac}(t) \quad (3.7)$$

Ampliando (3.7) en términos de voltajes y corrientes tenemos.

$$v_{dc}(t) i_{dc}(t) = v(t) i(t) \quad (3.8)$$

La ecuación (3.8) es posible escribirla como se muestra en (3.9).

$$i_{dc}(t) = \frac{v(t)}{v_{dc}(t)} i(t) \quad (3.9)$$

A partir de (3.6) y (3.9) se obtiene la corriente en el lado de DC ($i_{dc}(t)$) como se muestra a continuación.

$$i_{dc}(t) = m(t) i(t) \quad (3.10)$$

Con (3.10) es posible reescribir (3.4) así:

$$C_{sc} \frac{d}{dt} v_{dc}(t) = -m(t) i(t) \quad (3.11)$$

De la misma manera, con ayuda de (3.5) se deja en función de los índices de modulación a (3.2) como se muestra en (3.12).

$$m(t) v_{dc}(t) - e(t) = R_T i(t) + L_T \frac{d}{dt} i(t) \quad (3.12)$$

Finalmente se reordena y se despeja las variables dinámicas de (3.11) y (3.12), con el fin de obtener las variables de estado en el dominio del tiempo del SCES, definido por (3.13).

$$\begin{cases} L_T \frac{d}{dt} i(t) = m(t) v_{dc}(t) - R_T i(t) - e(t) \\ C_{sc} \frac{d}{dt} v_{dc}(t) = -m(t) i(t) \end{cases} \quad (3.13)$$

Con el fin de llevar a cabo la representación del sistema (3.13) mediante un modelo Hamiltoniano, a continuación, se procede a definir las variables que lo representaran así:

Se definen las variables de estado como se muestra en (3.14).

$$\begin{aligned} x_1(t) &= L_T i(t) \\ x_2(t) &= C_{cs} v_{dc}(t) \end{aligned} \quad (3.14)$$

Derivando en ambos lados de (3.14), esta puede reescribirse como se muestra en (3.15).

$$\begin{aligned} \dot{x}_1(t) &= L_T \frac{d}{dt} i(t) \\ \dot{x}_2(t) &= C_{cs} \frac{d}{dt} v_{dc}(t) \end{aligned} \quad (3.15)$$

Se reorganizó las (3.13) con ayuda de (3.14) como se muestra a continuación.

$$\begin{cases} \dot{x}_1(t) = m(t) \frac{x_2(t)}{C_{cs}} - R_T \frac{x_1(t)}{L_T} - e(t) \\ \dot{x}_2(t) = -m(t) \frac{x_1(t)}{L_T} \end{cases} \quad (3.16)$$

Finalmente, se muestra en forma matricial (3.16), con ayuda de (3.14) en (3.17).

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_1(t) \\ \dot{x}_2(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -R_T & m(t) \\ -m(t) & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{x_1(t)}{L_T} \\ \frac{x_2(t)}{C_{cs}} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -e(t) \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

3.3. Representación Hamiltoniana

En el modelado de redes de sistemas físicos de parámetros concentrados con elementos de almacenamiento independientes, es posible organizarlos como un sistema Hamiltoniano [33]. Para llevar a cabo dicha representación, se definen las variables de estado mostradas en (3.14) y la entrada de control como $m(t)$.

La ecuación (3.18), es la representación general de un sistema Hamiltoniano así:

$$\dot{\mathbf{x}}(\mathbf{t}) = [\mathbf{J}(\mathbf{x}) - \mathbf{R}] \nabla H(\mathbf{x}(\mathbf{t})) + \xi(t) \quad (3.18)$$

donde,

$$\mathbf{J}(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} 0 & m(t) \\ -m(t) & 0 \end{bmatrix}, \quad \mathbf{R} = \begin{bmatrix} R_T & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

$$\nabla H(\mathbf{x}(\mathbf{t})) = \begin{bmatrix} \frac{1}{L_T} x_1(t) \\ \frac{1}{C_{cs}} x_2(t) \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

$$\xi(t) = \begin{bmatrix} -e(t) \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

Donde $x \in R^n$ es el vector de variables de estado, $\nabla H(\mathbf{x}(\mathbf{t}))$ es una función suave que representa la energía total de almacenada e el sistema, la matriz $\mathbf{J}(\mathbf{x})$ es una matriz antisimétrica ($\mathbf{J}(\mathbf{u}(\mathbf{t})) = -\mathbf{J}^T(\mathbf{u}(\mathbf{t}))$) y corresponde a la interconexión del sistema, ademas revela la conservación de la energía en el modelo, \mathbf{R} es una matriz positiva semidefinida ($\mathbf{R} = \mathbf{R}^T \geq 0$), que representa la disipación del sistema en función de los estados, finalmente $\xi(t)$ es la matriz de interconexión del sistema con el exterior [8, 33].

Se deben considerar algunas condiciones generales del modelo matemático del SCES:

- El sistema dinámico dado por (3.18) para el SCES, es un sistema no autónomo debido a la presencia de la perturbación externa $e(t)$ como una función que varía con el tiempo.
- La perturbación externa $e(t) = \xi(t)$ corresponde a una clase periódica C^∞ , tal que: $e(t) = e(t + T)$ y $\|e(t)\| \leq k$, siendo T el período de la función y k es su amplitud.

La función de energía del sistema, $H(\mathbf{x}(t))$, puede ser obtenida mediante la sumatoria de la energía almacenada en el inductor y el condensador conectados al sistema como se puede observar en (3.22) [33].

$$H(\mathbf{x}(t)) = \frac{1}{2} \left(\frac{1}{L_T} (x_1(t))^2 + \frac{1}{C_{cs}} (x_2(t))^2 \right) \quad (3.22)$$

Por otro lado, si la función $H(\mathbf{x}(t))$ se deriva con respecto al tiempo, se tiene:

$$\dot{H}(\mathbf{x}(t)) = \left(\frac{\partial H(x)}{\partial x} \right)^T \dot{x} \quad (3.23)$$

Si remplazamos (3.18) en (3.24) tenemos:

$$\dot{H}(\mathbf{x}(t)) = \left(\frac{\partial H(x)}{\partial x} \right)^T [(\mathbf{J}(\mathbf{x}) - \mathbf{R})\nabla H(\mathbf{x}(t)) + \xi(t)] \quad (3.24)$$

A partir de (3.24) tenemos:

$$\dot{H}(\mathbf{x}(t)) = \left(\frac{\partial H(x)}{\partial x} \right)^T \mathbf{J}(\mathbf{x}) \frac{\partial H(x)}{\partial x} - \left(\frac{\partial H(x)}{\partial x} \right)^T \mathbf{R} \frac{\partial H(x)}{\partial x} + \left(\frac{\partial H(x)}{\partial x} \right)^T \xi(t) \quad (3.25)$$

Donde finalmente se obtiene (3.26).

$$\dot{H}(\mathbf{x}(t)) = - \left(\frac{\partial H(x)}{\partial x} \right)^T \mathbf{R} \frac{\partial H(x)}{\partial x} + u^T y \quad (3.26)$$

Donde $u(t)$ y y , son variables de potencia de puerto, que generalmente es interpretado como la potencia suministrada al sistema [26].

En la expresión (3.26) integrando podemos llegar a (3.27) así:

$$H(\mathbf{x}(t)) - H(\mathbf{x}(0)) = - \int_0^t \left[\left(\frac{\partial H(x(s))}{\partial x} \right)^T \mathbf{R} \frac{\partial H(x(s))}{\partial x} \right] ds + \int_0^t u^T y(s) ds \quad (3.27)$$

Para todo $t \geq 0$. En la ecuación (3.27), la parte izquierda de dicha expresión representa la energía almacenada, el primer término luego del igual, corresponde a la energía disipada, mientras que el término final a la derecha, corresponde a la energía suministrada al sistema [33]. En consecuencia, según [33], si la función de energía $H(x)$ está acotada por abajo, se dice que es un sistema estrictamente pasivo con respecto a la salida [26, 33]. El término pasivo hace referencia a que el sistema no puede almacenar más energía de la que le es suministrada.

De igual manera, mediante el término de la derecha de (3.27), es posible demostrar que solo se puede extraer una cantidad finita de energía de un sistema pasivo. También es posible demostrar estabilidad asintótica, se puede establecer por medio del principio de invarianza de La Salle [34].

Capítulo 4

Diseño de la estrategia de control para el SCES

La estrategia de control propuesta, pretende llevar a cabo un control sobre la potencia disponible en el lado del supercapacitor al ser entregada a red de acuerdo a los requerimientos de la misma o recibir la potencia de la red y almacenarla en el SCES. El objetivo principal es llevar a cabo control tanto de potencia activa como potencia reactiva entregada por el supercapacitor. Una forma de llevar a cabo este control, es por medio del control de la corriente entregada por el sistema SCES, lo cual logra modificar el índice de modulación $m(t)$ del convertidor [35]. Para el control es necesario definir un valor constante de tensión en la barra de DC ($v_{dc}(t)$), por lo tanto, el diseño del controlador consiste en lograr que las variables de estado del sistema sigan la trayectoria definida por el vector de referencia.

4.1. Objetivo de control

Como se ha mencionado en apartados anteriores, la Interconexión de un sistema SCES a la red de distribución de energía, implica varios objetivos, entre esos tenemos [9, 36, 37]:

- Mejorar la calidad de la energía.
- Soporte de potencia activa y reactiva en la red de distribución.
- Control de tensión y frecuencia frente a cortes breves de la red de distribución principal.

- Control de factor de potencia dinámico.
- Mitigación de fallas.
- Suplir energía estados de emergencia.
- Reducción de pérdidas de distribución.
- Mejorar la confiabilidad del sistema de potencia

Con el fin de llevar a cabo el desarrollo del control apropiado para el SCES, es necesario definir un sistema de referencia que garantice el perfil de tensión en los terminales del supercondensador dentro de unos límites y condiciones operativas así:

$$x_1^*(t) = L_T i^*(t)$$

$$i^*(t) = \alpha e(t + \theta) \tag{4.1}$$

$$x_2^*(t) = C_{cs} v_{dc}^*(t)$$

$$v_{dc}^{min} < v_{dc}(t) < v_{dc}^{max}$$

Donde $\alpha \in R$ y define la magnitud de la corriente, θ determina el factor de potencia, $i^*(t)$ y $v_{dc}^*(t)$ representan los valores de referencia para la corriente y la tensión.

Si consideramos la energía del condensador, es posible determinar la relación entre la red eléctrica y el sistema SCES. Partiendo de la ecuación mostrada en (4.2) tenemos:

$$p_{dc}(t) = -p_{ac}(t) \tag{4.2}$$

La energía almacenada en la unidad SCES está dada por (4.3):

$$E_c(t) = \frac{1}{2} C_{cs} v_{dc}^2(t) \tag{4.3}$$

Por otro lado, sabemos que:

$$p_{dc}(t) = \frac{d}{dt} E_c(t) \tag{4.4}$$

Con (4.3) y (4.4) obtenemos.

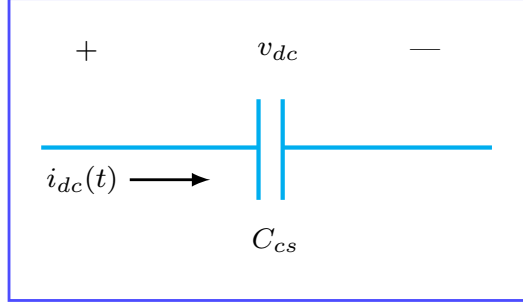


Figura 4.1: Condensador

$$p_{dc}(t) = \frac{d}{dt} \left(\frac{1}{2} C_{cs} v_{dc}^2(t) \right) \quad (4.5)$$

Finalmente, con (4.2) y (4.5) podemos definir el intercambio de energía entre la red equivalente y supercondensador como se muestra en (4.6).

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{1}{2} C_{cs} v_{dc}^2(t) \right) = -e(t)i(t) \quad (4.6)$$

$$\frac{d}{dt} (x_2(t))^2 = -\frac{2C_{cs}}{L_T} x_1(t)e(t)$$

En (4.6), se observa que la dinámica de $x_1(t)$ afecta directamente el comportamiento de $x_2(t)$, por tal motivo las restricciones operativas definidas en (4.1) deben tenerse en cuenta.

4.2. Solución analítica para $v_{dc}(t)$

A partir de (4.6), es posible encontrar la solución analítica a $v_{dc}(t)$ como se muestra a continuación.

Iniciamos definiendo las ecuaciones (4.7), la cual corresponde a un cambio de variable, esto con el fin de facilitar la solución.

$$\begin{aligned} z(t) &= v_{dc}^2(t) \\ f(t) &= i(t)e(t) \end{aligned} \quad (4.7)$$

Posteriormente reescribimos (4.8) con la nueva variable así:

$$\frac{d}{dt}z(t) = -\frac{2}{C_{cs}}f(t) \quad (4.8)$$

Donde,

$$d \ z(t) = -\frac{2}{C_{cs}}f(t) \ dt \quad (4.9)$$

Integrando a ambos lados de (4.9) tenemos:

$$z(t) = -\int_{t_0}^t \frac{2}{C_{cs}}f(\tau) d\tau + C_{cte} \quad (4.10)$$

Donde la C_{cte} , corresponde a el valor inicial de la función $z(t)$.

$$C_{cte} = z(t_0) = v_{dc}^2(t_0) \quad (4.11)$$

Finalmente recuperando la variable inicial $v_{dc}(t)$, la solución de dicha ecuación diferencial se muestra en (4.12).

$$v_{dc}(t) = \sqrt{v_{dc}^2(t_0) - \frac{2}{C_{cs}} \int_{t_0}^t i(\tau)e(\tau) d\tau} \quad (4.12)$$

4.3. Control de la corriente $i(t)$ del SCES

El control de la corriente $i(t)$ de la red, nos permite llevar a cabo el control de la potencia activa y reactiva del SCES. De esta manera si aplicamos la técnica de control Proporcional o control Proporcional Integral, las cuales, son técnicas de control aplicable a sistemas modelados por ecuaciones diferenciales ordinarias con un vector de entrada $u(t)$ y un vector de salida y como se observa en (3.1), es posible seguir un vector de referencia, y es precisamente de esto que se encarga la técnica de control aplicada.

4.4. Diseño de estrategia de control proporcional

Para el diseño de la estrategia de control, se propone una ley de control $m(t)$, tal que la dinámica del sistema tienda a un valor de referencia deseado. Para esto se procede así:

Partiendo de (3.12), y tomando la primera ecuación como se muestra en (4.13).

$$\dot{x}_1(t) = m(t) \frac{x_2(t)}{C_{cs}} - R_T \frac{x_1(t)}{L_T} - e(t) \quad (4.13)$$

A partir de (4.13), se procede a llevar a cabo un desarrollo con el fin de buscar realimentación no lineal de variables de estado para finalmente obtener la ley de control.

Se define $u(t) = m(t)$ como la nueva ley de control, así:

$$u(t) = \alpha(x) + k_p(t) \quad (4.14)$$

Donde $\alpha(x)$ es el termino encargado de cancelar las no linealidades en el sistema y $k_p(t)$ es la señal de control proporcional.

De esta manera, se define el control proporcional de la siguiente manera.

$$k_p(t) = -\beta \left(\frac{x_1(t)}{L_T} - \frac{x_1^*(t)}{L_T} \right) \quad (4.15)$$

Donde β es la constante de proporcionalidad, $x_1^*(t)$ es la corriente deseada, y a la cual el controlador debe seguir.

Es posible demostrar que la ley de control $u(t)$, queda definida de la siguiente manera:

$$u(t) = \frac{C_{cs}}{x_2(t)} \left(e(t) + R_T \frac{x_1(t)}{L_T} + k_p(t) \right) \quad (4.16)$$

Finalmente, si remplazamos (4.16) en (4.13), es posible demostrar (4.17).

$$k_p(t) = \dot{x}_1(t) \quad (4.17)$$

Lo que significa que el control Proporcional está definido correctamente.

4.5. Diseño de estrategia de control proporcional integral

De igual forma que para el control Proporcional, se procede al diseño de la técnica de control Proporcional Integral así:

Se define $u(t)$ como la nueva ley de control, así:

$$u(t) = \alpha(x) + k_{pi}(t) \quad (4.18)$$

Donde $\alpha(x)$ es el termino encargado de cancelar las no linealidades en el sistema y $k_{pi}(t)$ es la señal de control proporcional Integral.

De esta manera, se define el control proporcional de la siguiente manera.

$$k_{pi}(t) = -\beta \left(\frac{x_1(t)}{L_T} - \frac{x_1^*(t)}{L_T} \right) - k_{pi} \int \left(\frac{x_1(t)}{L_T} - \frac{x_1^*(t)}{L_T} \right) \quad (4.19)$$

Donde β es la constante de proporcionalidad, k_{pi} es la constante integral, y $x_1^*(t)$ es la corriente deseada, y a la cual el controlador debe seguir.

4.6. Calculo de la corriente de referencia ($i_{ref}(t)$)

Inicialmente para el calculo de la corriente de referencia, es necesario definir tanto un valor de $v_{dc}(t)$ constante como de frecuencia f_{cte} , de tal manera que la $w_o = Cte$. De esta manera se considera en condiciones de estado estacionario entrada de tensión $e(t)$ e $i(t)$ como se muestra en (4.16) y (4.18).

$$e(t) = \sqrt{2} V_{rms} \cos(wt) \quad [V] \quad (4.20)$$

$$i(t) = \sqrt{2} I_{rms} \cos(wt - \theta) \quad [A] \quad (4.21)$$

La ecuación (4.21), considera un factor de potencia inductivo. Con (4.20) y (4.21) es posible obtener la potencia compleja aparente (S) entregada por el sistema SCES así:

$$S = V_{rms} \angle 0 I_{rms} \angle \theta = p + j q \quad [VA] \quad (4.22)$$

Para controlar la potencia activa y reactiva en el sistema SMES, es necesario descomponer (4.22), con el fin de obtener las componentes reales ($p_{ac}(t)$) e imaginarias ($q_{ac}(t)$) así:

$$\begin{cases} p_{ac}^* = V_{rms} I_{rms} \cos(\theta) & [W] \\ q_{ac}^* = V_{rms} I_{rms} \sin(\theta) & [Var] \end{cases} \quad (4.23)$$

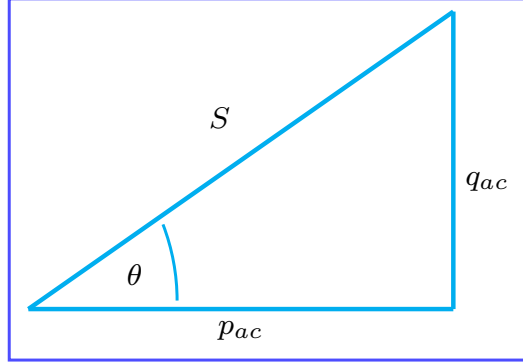


Figura 4.2: Triángulo de potencias.

Si elevamos al cuadrado (4.23) como se muestra en (4.24) y con ayuda de triángulo de potencias de la figura 4.2, es posible determinar el valor de I_{rms} y θ .

$$(p_{ac}^*)^2 + (q_{ac}^*)^2 = V_{rms}^2 I_{rms}^2 \quad (4.24)$$

A partir (4.24) es posible determinar la I_{rms} como se muestra en (4.25).

$$I_{rms} = \frac{1}{V_{rms}} \sqrt{(p_{ac}^*)^2 + (q_{ac}^*)^2} \quad (4.25)$$

A partir del triángulo de potencias de la figura 4.2 es posible de terminar la θ como se muestra en (4.26).

$$\theta = \arctan\left(\frac{q_{ac}^*}{p_{ac}^*}\right) \quad (4.26)$$

De esta manera, es posible definir la corriente de referencia, a partir (4.21), y con la ayuda de la identidad trigonométrica en (4.27) es posible descomponerla como se muestra en (4.28).

$$\cos(A - B) = \cos(A)\cos(B) - \sin(A)\sin(B) \quad (4.27)$$

Con (4.27), es posible obtener (4.28):

$$i_{ref}(t) = \sqrt{2} [I_{rms} \cos(\theta) \cos(\omega t) + I_{rms} \sin(\theta) \sin(\omega t)] \quad [A] \quad (4.28)$$

Donde I_{rms} y θ , se definen (4.25) y (4.26) respectivamente.

4.7. Modelo de cuadratura

Con el ánimo de dar solución a (4.28), aunque existen diferentes métodos de hacerlo, este documento tomara como referencia lo planteado la referencia [38]. Donde se plantea generar una señal que este alineada con la tensión de la red (Señal paralela a $e(t)$) y otra señal que este a un ángulo de 90 grados (Señal perpendicular a $e(t)$). Este estimador tiene una forma de espacio de estado de la forma mostrada en (4.29).

$$\begin{bmatrix} \dot{z}_1 \\ \dot{z}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -k_{sync} & \omega_o \\ -\omega_o & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} k_{sync} \\ 0 \end{bmatrix} e(t) \quad (4.29)$$

$$\begin{bmatrix} e_{||}(t) \\ e_{\perp}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & \pm 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \end{bmatrix} \quad (4.30)$$

La señal de referencia de este circuito de retroalimentación es $e(t)$, una señal sinusoidal que oscila a la frecuencia de la red ω_o .

El término k_{sync} introduce damping al nuevo sistema, es el parámetro ajustable que permite mejorar la estimación del voltaje, lo que amplía el ancho de banda del estimador y reduce la ganancia en ω_o [8]. Como resultado, z_1 rastrea la entrada $e(t)$, en su frecuencia fundamental, al mismo tiempo que rechaza otros armónicos que aparecen en la tensión de la red [38].

Después de esto, la salida $e_{||}(t)$ ilustra la alineación con la tensión de la red $e(t)$ y la salida $e_{\perp}(t)$ ilustra que es ortogonal a la tensión de la red. Por último, z_1 y z_2 son las variables de estado intermedias que permiten llevar a cabo la estimación de las componentes paralelas y en cuadratura de $e(t)$.

4.8. Implementación del control

Luego de obtener los ejes de cuadratura de las señales de tensión en (4.29), y la señal de corriente de referencia $i_{ref}(t)$ en (4.28), procedemos a obtener el conjunto de ecuaciones que finalmente modelan en sistema SCES.

La corriente deseada de (4.28) puede reescribirse, como se muestra en a continuación en (4.31).

$$i_{ref}(t) = \sqrt{2} [I_{rms}^r \underbrace{\cos(wt)}_{e_{||}(t)} + I_{rms}^i \underbrace{\sin(wt)}_{e_{\perp}(t)}] \quad (4.31)$$

Donde $I_{rms}^r = I_{rms} \cos(\theta)$ e $I_{rms}^i = I_{rms} \sin(\theta)$, las cuales corresponden a las componentes reales e imaginarias de $i_{ref}(t)$.

Finalmente el sistema de ecuaciones como variables de estado, que modelan el sistema SCES, se muestra en (4.32):

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \\ \dot{z}_1 \\ \dot{z}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -R_T & u(t) & 0 & 0 \\ -u(t) & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -k_{sync} & w_o \\ 0 & 0 & -w_o & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{x_1(t)}{L_T} \\ \frac{x_2(t)}{C_{cs}} \\ z_1 \\ z_2 \end{bmatrix} + e(t) \begin{bmatrix} -1 \\ 0 \\ k_{sync} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.32)$$

Donde las variables de estado se definen así:

$$\begin{cases} x_1 = L_T i(t) \\ x_2 = C_{cs} v_{dc}(t) \end{cases} \quad (4.33)$$

z_1 y z_2 son las variables de estado intermedias que permiten llevar a cabo la estimación de las componentes paralelas y en cuadratura de $e(t)$ como se mencionó anteriormente.

Por otro lado, el sistema representado en (4.32), está acompañado de su respectiva ley de control, ya sea el control Proporcional (P) y el control Proporcional Integral (PI):

$$u(t) = m(t) = \frac{C_{cs}}{x_2(t)} \left(e(t) + R_T \frac{x_1(t)}{L_T} + k(t) \right) \quad (4.34)$$

Para el control **Proporcional**, la ley de control que finalmente acompaña a dicho sistema se define en (4.35):

$$k_p(t) = -\beta \left(\frac{x_1(t)}{L_T} - \frac{x_1^*(t)}{L_T} \right) \quad (4.35)$$

Para el control **Proporcional Integral**, la ley de control que finalmente acompaña a dicho sistema se define en (4.34):

$$k_{pi}(t) = -\beta \left(\frac{x_1(t)}{L_T} - \frac{x_1^*(t)}{L_T} \right) - k_{pi} \int \left(\frac{x_1(t)}{L_T} - \frac{x_1^*(t)}{L_T} \right) \quad (4.36)$$

Con el fin de resolver (4.36), es posible acudir a la reducción del grado de la misma, mediante dos ecuaciones diferenciales de primer orden así:

$$\begin{cases} \dot{x}_1(t) = -\beta \left(\frac{x_1(t)}{L_T} - \frac{x_1^*(t)}{L_T} \right) - k_{pi} z \\ \dot{z} = \frac{x_1(t)}{L_T} - \frac{x_1^*(t)}{L_T} \end{cases} \quad (4.37)$$

De tal manera que para obtener el control **Proporcional Integral** es necesario agregar a las ecuaciones de estado planteadas en (4.32), la ecuacion (4.37).

Capítulo 5

Resultados

El objetivo principal de este capítulo, es presentar el comportamiento, tanto del supercapacitor como de la red a la cual está conectado, bajo diferentes escenarios de estudio. Se implementarán las técnicas de control basadas en: control Proporcional y control Proporcional Integral aplicados al control de potencia activa y reactiva del supercapacitor conectado a la red eléctrica por medio de un VCS. Los resultados de las dos técnicas de control aplicadas, son comparados y se presentaran resultados al respecto. Los esquemas de control del supercapacitor, son simulados mediante código en el software MATLAB, teniendo en cuenta parámetros reales para la simulación.

Los resultados se presentan en el siguiente orden:

1. En primer lugar, se muestra la efectividad de los modelos de control de corriente implementados en MATLAB, mostrando para cada tipo de control, el error, el índice de modulación y los requerimientos del controlador.
2. El segundo escenario, presenta la capacidad del modelo en cuadratura de generar tanto la señal paralela como la señal perpendicular a $e(t)$ usando el modelo presentado en el capítulo 4 en la sección 4.7, el cual posteriormente servirá para llevar a cabo el control de potencia activa y reactiva.
3. En el escenario número tres, se evaluará la capacidad del sistema SCES para controlar la potencia activa y reactiva entregada a la red.
4. Finalmente, se presentará el comportamiento de $v_{dc}(t)$, de acuerdo a los valores de p_{ac} y q_{ac} de referencia evaluados en el ítem anterior.

5.1. Validación de los modelos de control

Se propone un sistema pequeño como un modelo para realizar las pruebas adecuadas, el modelo incluye la unidad SCES conectada al sistema por medio del VCS, y finalmente la red eléctrica a través de un transformador. El VCS fue implementado mediante un modelo promediado como se muestra en el capítulo 3.

Para dar inicio a las pruebas, se definieron los valores del sistema como se muestra en la Tabla 5.1.

Parámetro	Valor	Unidad
$\ e(t)\ $	$120\sqrt{2}$	[V]
f	50	[Hz]
L_T	8.2	[mH]
v_{dc}^{min}	325	[V]
v_{dc}^{max}	1000	[V]
C_{cs}	0.5	[F]
R_T	0.68	[Ω]

Tabla 5.1: Parámetros del sistema de prueba

Adicionalmente, en la Tabla 5.2 se muestra la seleccionan arbitraria de valores de p_{ac} y q_{ac} de referencia, las cuales se mantendrán a lo largo de todo el documento, con el fin de facilitar el análisis.

Parámetros	Valor[kVA o kVAr]	$t_i[s]$	$t_f[s]$
$p_{ac}^*(t)$	3	0	$\frac{4}{60}$
	-3	$\frac{4}{60}$	$\frac{8}{60}$
	2	$\frac{8}{60}$	$\frac{12}{60}$
$q_{ac}^*(t)$	-5	0	$\frac{4}{60}$
	-4	$\frac{4}{60}$	$\frac{8}{60}$
	3	$\frac{8}{60}$	$\frac{12}{60}$

Tabla 5.2: Potencias de referencia.

Por otro lado, la Tabla 5.3, muestra los valores de la constante β y k_{pi} de acuerdo a las ecuaciones (4.35) y (4.37) de los controladores P y PI respectivamente.

Control	β	k_{pi}
P	5000	—
PI	2000	10e6

Tabla 5.3: Constantes de los controles P y PI.

A continuación en las figuras 5.1 y 5.2 se muestran las señales de corriente tanto para el control P como para el control PI respectivamente, para esto se definen valores de p_{ac} y q_{ac} de referencia en la Tabla 5.2, los cuales varían en diferentes valores de tiempo, con el fin de hacer que la corriente varíe en dichos instantes, ya que la salida $i(t)$ es una función de estos valores, como se define en (4.28).

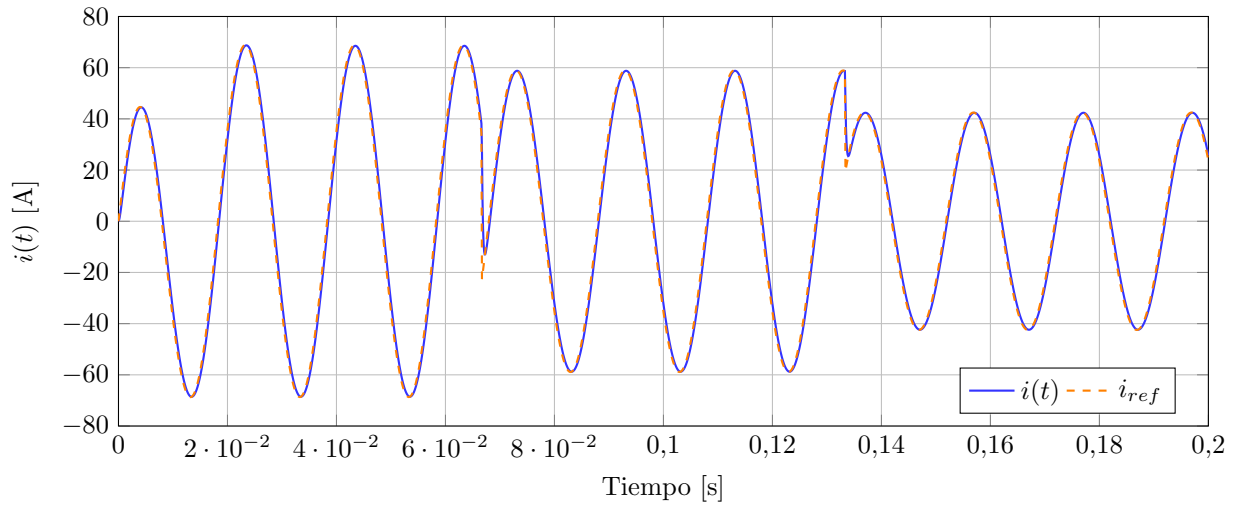


Figura 5.1: Respuesta de control P

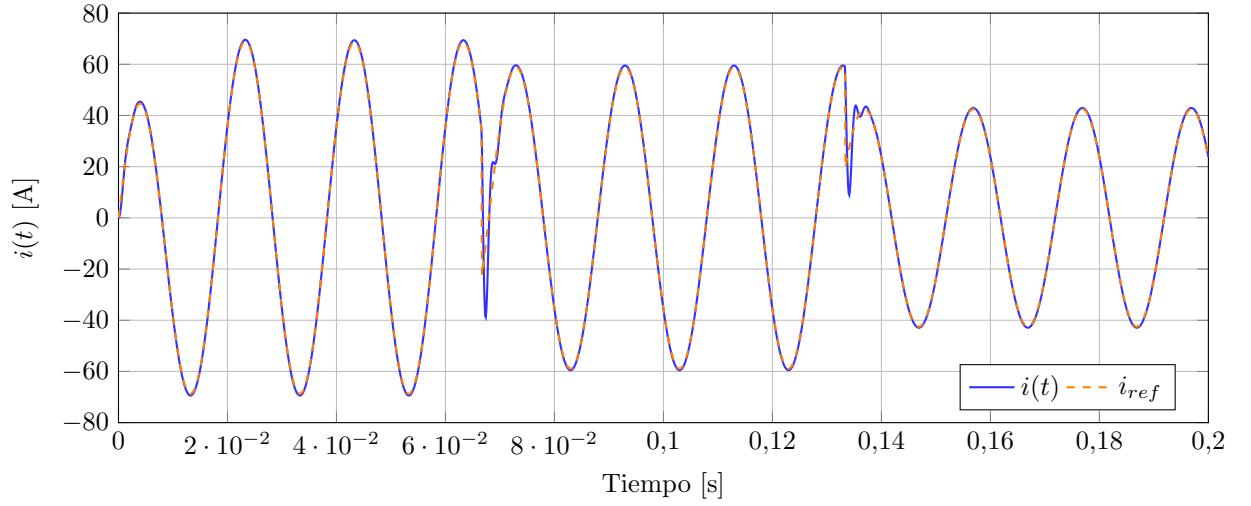


Figura 5.2: Respuesta de control PI

Según las figuras 5.1 y 5.2 es evidente que los valores de la corriente entregada por la SCES monofásica siguen sus referencias independientes de las variaciones de potencia activa y reactiva de la red.

Seguidamente en la figura 5.3 se presenta la diferencia entre la señal de corriente de referencia ($i_{ref}(t)$) y la de corriente de salida ($i(t)$) tanto para el control P como para el control PI.

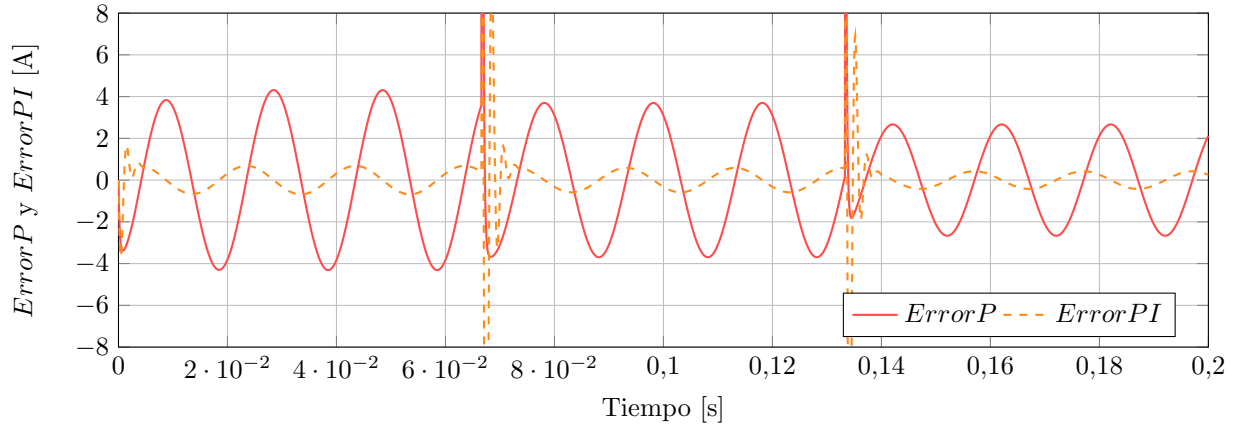


Figura 5.3: Diferencia entre i_{ref} e $i(t)$ para control P y control PI

En la figura 5.3, se puede inferir que el modelo de control tanto para el control P como para el control PI, poseen una buena aproximación del sistema y cumplen con una tolerancia aceptable, además es evidente que el control PI es más exacto, ya que genera valores de error más pequeños.

Finalmente, se presenta el comportamiento del índice de modulación ($m(t)$) en las figuras 5.4 y 5.5.

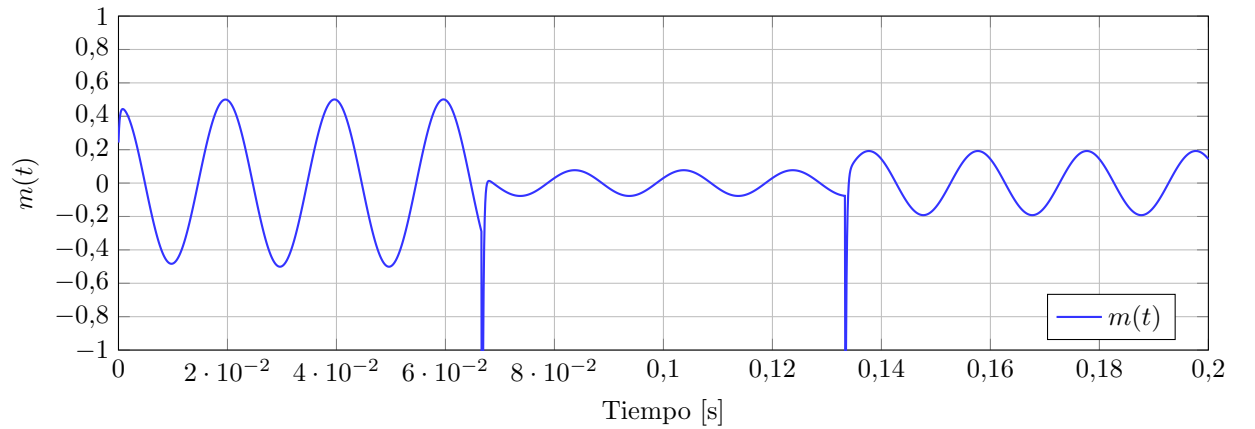
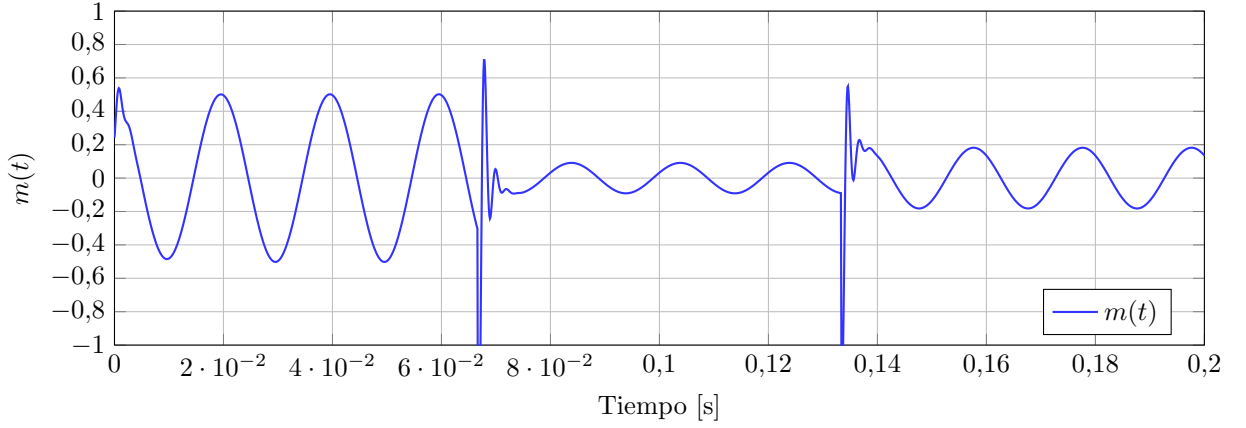


Figura 5.4: Comportamiento de $m(t)$ para control P

Figura 5.5: Comportamiento de $m(t)$ para control PI

Las figuras 5.4 y 5.5, muestran que el comportamiento del índice de modulación ($m(t)$), se mantiene en sus valores límite, lo que significa que hay estabilidad en el sistema.

De acuerdo a las gráficas anteriores, podemos afirmar que tanto el control proporcional como el proporcional integral, a través de la señal de control $m(t)$, son una buena alternativa para ejercer control en el sistema SCES, ya que la señal de salida $i(t)$, que circula por la red eléctrica sigue la señal de referencia deseada.

También es posible notar, que la magnitud de la corriente $i(t)$ varía en algunos instantes de tiempo, lo que significa que depende directamente de los valores de p_{ac}^* y q_{ac}^* , y que la carga y descarga del SCES, depende del flujo de potencia, cuando la potencia en el sistema cambia hay cambios directos en la corriente $i(t)$. Al igual que la corriente, el valor de $m(t)$ varía en los instantes en los que hay cambios en el flujo de potencia, esto se debe a que dicho valor depende directa o indirectamente de estos valores, sin embargo, el valor de $m(t)$, nunca sobre pasa sus límites de ± 1 evitando así condiciones de sobre-modulación.

Por otro lado, la velocidad de respuesta ambos controles no solo depende de las constantes proporcional (β) e integral (k_{pi}) del controlador sino también del valor de la capacitancia C_{cs} del sistema SCES, y de la magnitud de la tensión a la cual se encuentra conectado el SCES. Es decir, entre mayor sea la capacitancia C_{cs} la respuesta del sistema es más lenta, por lo tanto, se requieren niveles altos de tensión, por lo contrario, si la unidad SCES tiene una capacitancia C_{cs} menor el nivel de tensión es mas bajo.

5.2. Respuesta dinámica del estimador de cuadratura

En esta sección, trataremos el estimador de cuadratura, con el fin de llevar un posterior control de la corriente ($i_{ref}(t)$) que a su vez se encarga de llevar el control de potencia aparente.

Se evaluaron los valores de k_{sync} mostrados en la Tabla 5.4, donde se especifican tanto los valores de k_{sync} evaluados, y su respectivo color en la gráfica.

Gráfica	Control P ($e_{ }(t)$ y $e_{\perp}(t)$)	Control PI ($e_{ }(t)$ y $e_{\perp}(t)$)
—	Referencia ($e(t)$)	Referencia ($e(t)$)
- - -	$k_{sync}=20$	$k_{sync}=20$
⋯	$k_{sync}=200$	$k_{sync}=200$
- · - ·	$k_{sync}=500$	$k_{sync}=500$

Tabla 5.4: Valores de k_{sync} a evaluar.

Las gráficas mostradas a continuación muestran la efectividad de esta técnica.

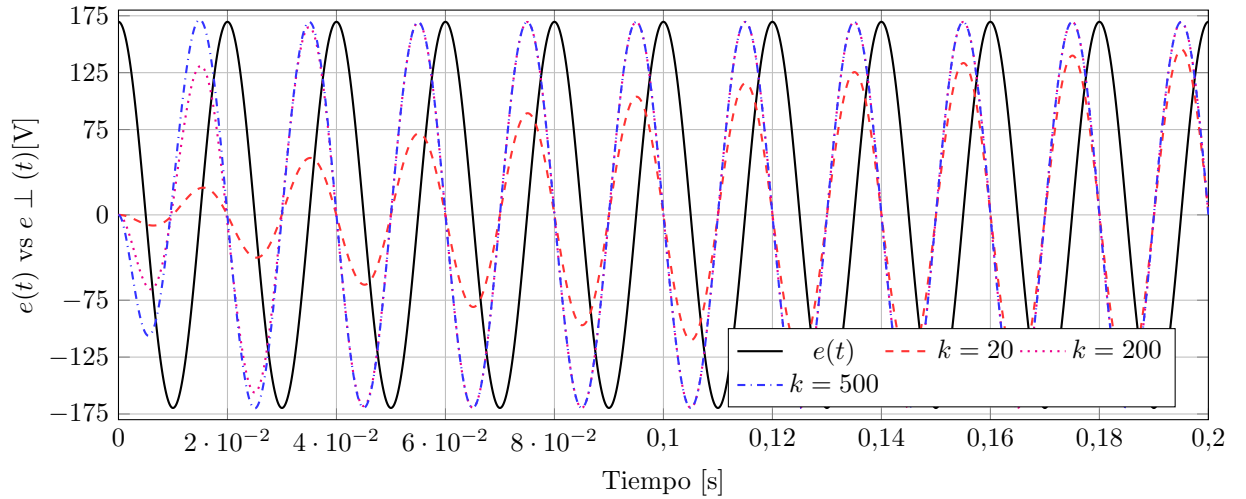


Figura 5.6: Respuesta dinámica del estimador de cuadratura ($e(t)$ vs $e_{\perp}(t)$)

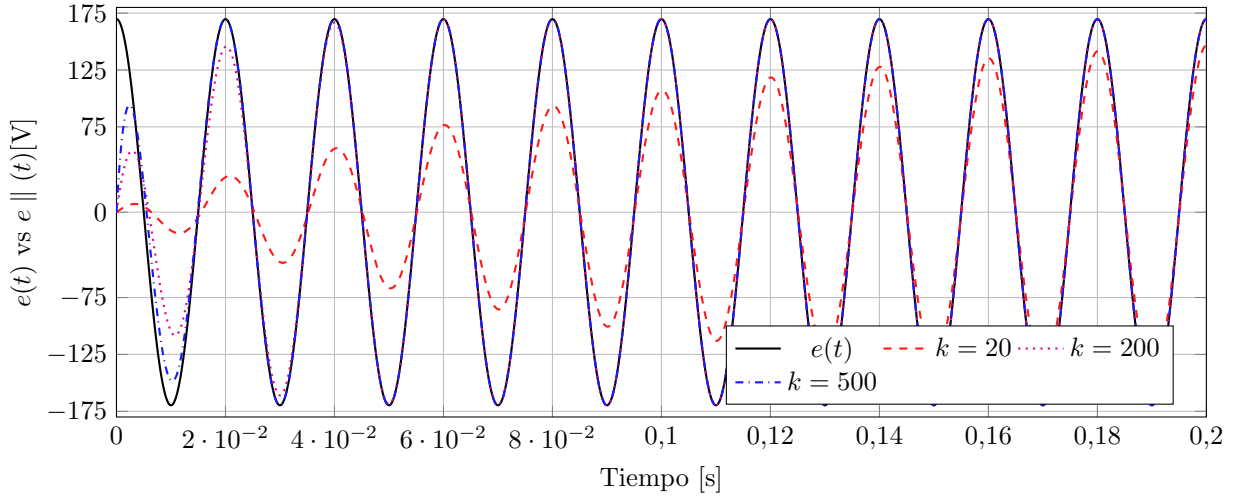


Figura 5.7: Respuesta dinámica del estimador de cuadratura ($e(t)$ vs $e_{||}(t)$)

Una vez se obtienen, tanto el estimador de voltaje paralelo $e_{||}(t)$, como el estimador de voltaje perpendicular $e_{\perp}(t)$, el control de la corriente $i_{ref}(t)$ se hace más fácil de acuerdo a la ecuación (4.28). Luego de obtener esta parte, por medio del control de la corriente es posible controlar el flujo de potencia de la red.

Por lo tanto, dados los componentes paralelos y ortogonales de la corriente de referencia de la red, la componente paralela de la referencia actual en la ecuación (4.28), se encarga del control de la potencia activa, mientras que la componente ortogonal, de esta misma referencia (4.28) se encarga del control de la potencia reactiva de la red.

Por otro lado, la constante k_{sync} de la matriz de cuadratura en el sistema (4.32), se encarga de aumentar o reducir la velocidad de estimación de la referencia, conforme k_{sync} aumenta, la estimación aumenta y conforme este valor disminuye, se hace más lenta la velocidad para alcanzar la trayectoria final.

En la figura 5.6 y 5.7 tanto para la señal perpendicular deseada como para la señal paralela, se puede observar el efecto del valor de k_{sync} , si dicho valor va en aumento, se minimiza el error entre la señal de referencia y la señal buscada. De igual forma aunque la constante de sincronización aumenta, el tiempo de procesamiento digital puede aumentar [38].

También es importante mencionar que la selección óptima del parámetro k_{sync} de sincronización depende de los requisitos del controlador y velocidad en la respuesta deseada, además de los sensores y actuadores de los que se disponga.

5.3. Control de potencia activa y reactiva

A continuación, se evaluará la capacidad del sistema SCES para controlar de potencia activa y reactiva entregada o recibida por la red. Se utilizó diferentes valores de potencia activa y reactiva, como se muestra en la Tabla 5.2 y los respectivos intervalos de tiempo donde hay variaciones de las mismas.

Las figuras 5.8 y 5.9, muestran los valores RMS de la corriente $i(t)$ del sistema, tanto para el control proporcional como para el control proporcional integral. Las variaciones que se pueden ver en los diferentes intervalos de tiempo, son producto de las variaciones de potencia mostrados en la Tabla 5.2. Dichas variaciones en la corriente, se deben a la relación directa entre la corriente $i(t)$ y la potencia, tal y como se muestra en (4.31), esta ecuación esta estrechamente relacionadas con la potencia del sistema de acuerdo a las ecuaciones (4.24).

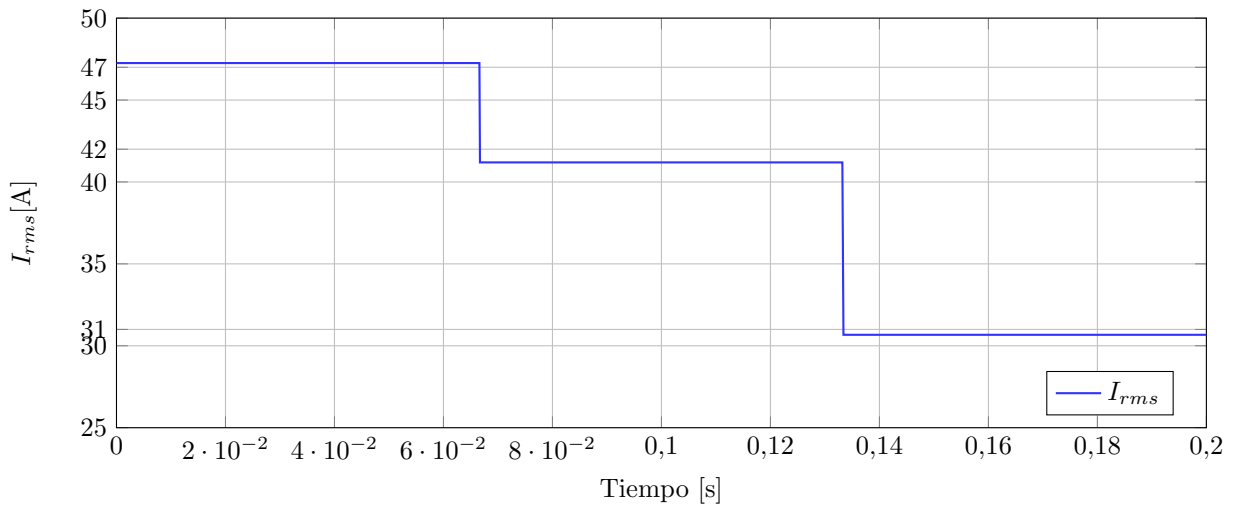


Figura 5.8: Valor RMS de la corriente $i(t)$ en control P

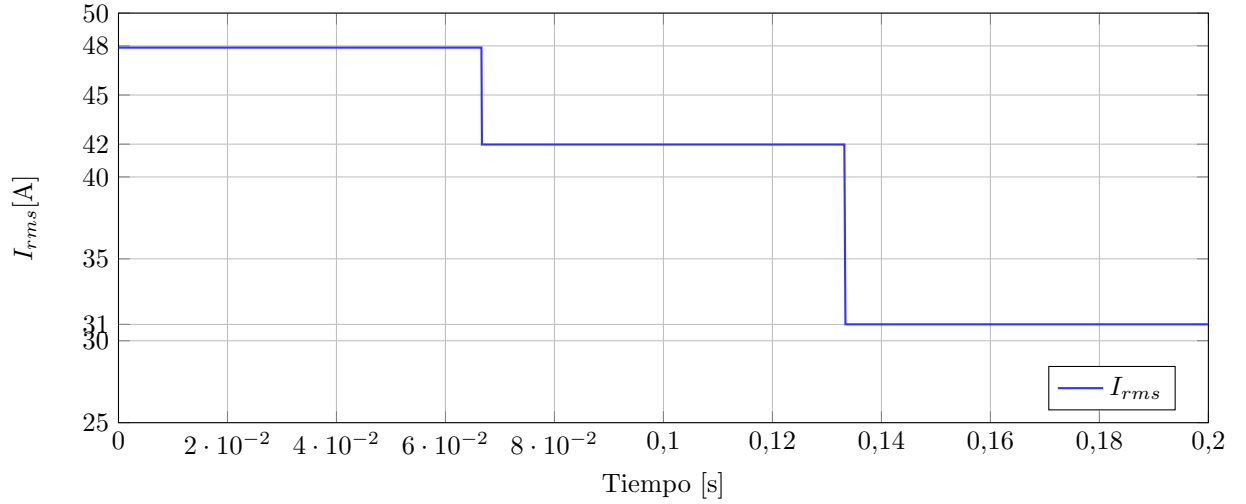


Figura 5.9: Valor RMS de la corriente $i(t)$ en control PI

Tanto el control proporcional como el control proporcional integral, permiten controlar adecuadamente la corriente del supercapacitor, con el propósito de llevar a cabo el control de potencia, tal como lo veremos a continuación.

Las figuras 5.10 y 5.11, muestran el comportamiento del control proporcional, para los valores de referencia de potencia activa y reactiva seleccionados en la Tabla 5.2 y los valores generados a partir de la solución del sistema, de igual forma se puede ver los márgenes de error, los cuales evidentemente son bajos, y son producto de las pérdidas en la resistencia del transformados, junto con la ganancia β del controlador. Estos parámetros influyen en dichos errores y aumentan el error a medida que estos parámetros van en aumento.

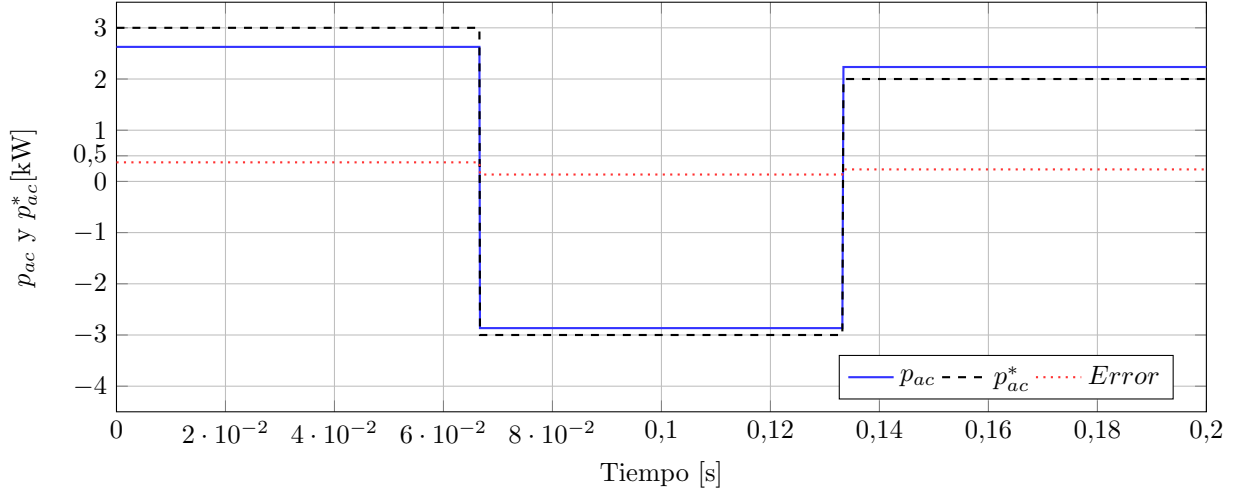


Figura 5.10: Respuesta dinámica de la potencia activa en control P

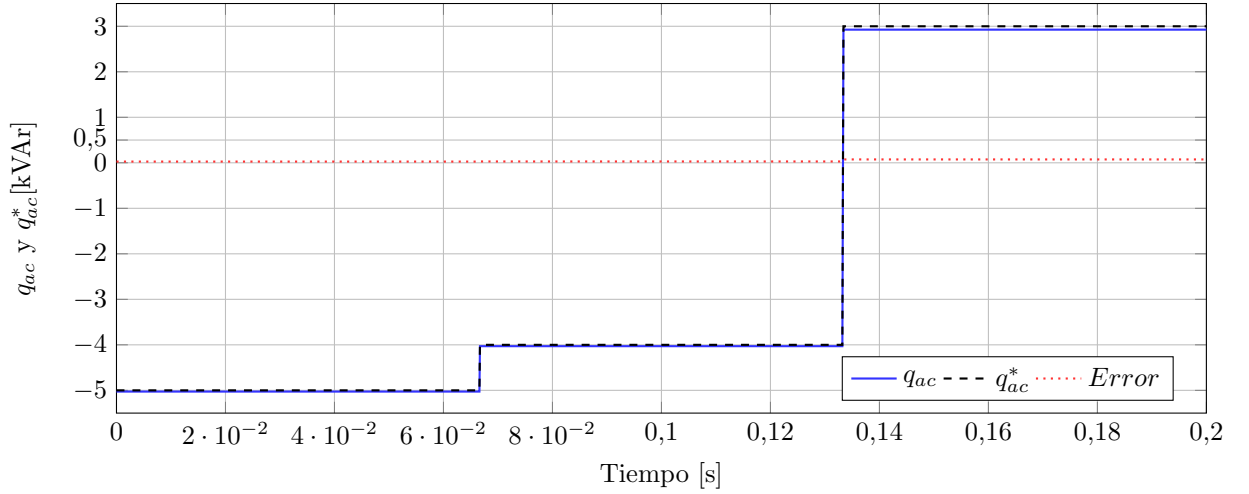


Figura 5.11: Respuesta dinámica de la potencia reactiva en control P

De igual forma, las figuras 5.12 y 5.13, muestran el comportamiento del control proporcional integral. En comparación con los resultados del control proporcional, se puede ver errores mas pequeños, aunque hay que tener en cuenta que las ganancias

β y k_{pi} de este controlador cambian, es posible afirmar que este control se comporta de manera mas tenue frente a los cambios de potencia en los diferentes instantes de tiempo.

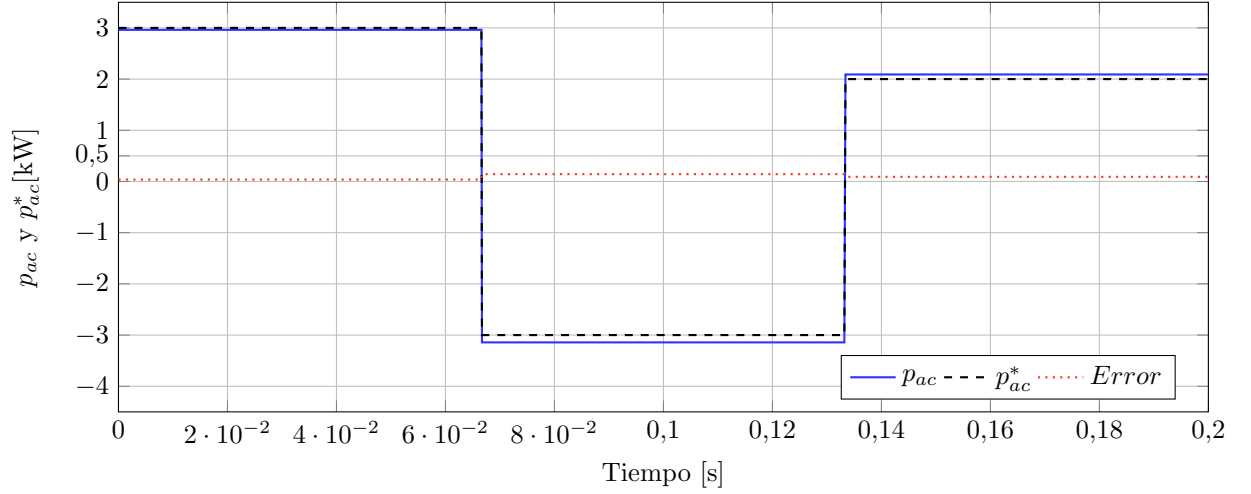


Figura 5.12: Respuesta dinámica de la potencia activa en control PI

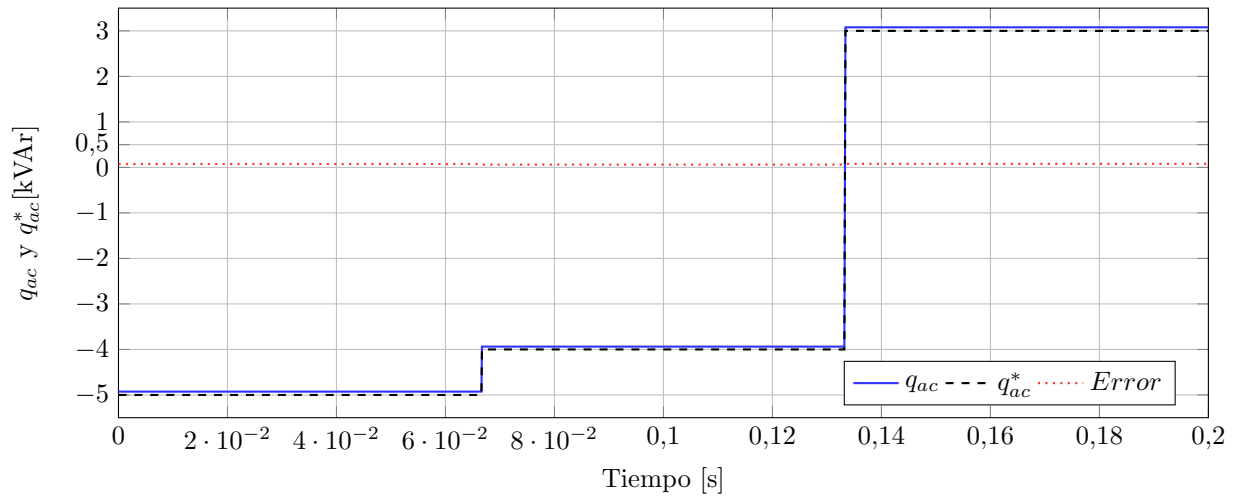


Figura 5.13: Respuesta dinámica de la potencia reactiva en control PI

De manera general, es claro que la el cambio en el flujo de potencias entre el SCES y la red, produce estados transitorios en el sistema, que aunque no es posible evidenciar en las figuras anteriores, dichas etapas son atenuadas adecuadamente por el control junto con el SCES, mediante la carga y descarga de supercondensador.

Por otro lado, las figuras 5.10, 5.11, 5.12 y 5.13, manifiestan que tanto el control proporcional como el control proporcional integral, siguen la referencia de potencia activa y reactiva, aunque en instantes de tiempo ocurran cambios drásticos en los flujos de potencia.

5.4. Respuesta de la tensión del supercondensador

$$v_{dc}(t)$$

Finamente se presentara el comportamiento de $v_{dc}(t)$, de acuerdo a los valores de p_{ac} y q_{ac} de referencia evaluados en el ítem anterior (Tabla 5.2).

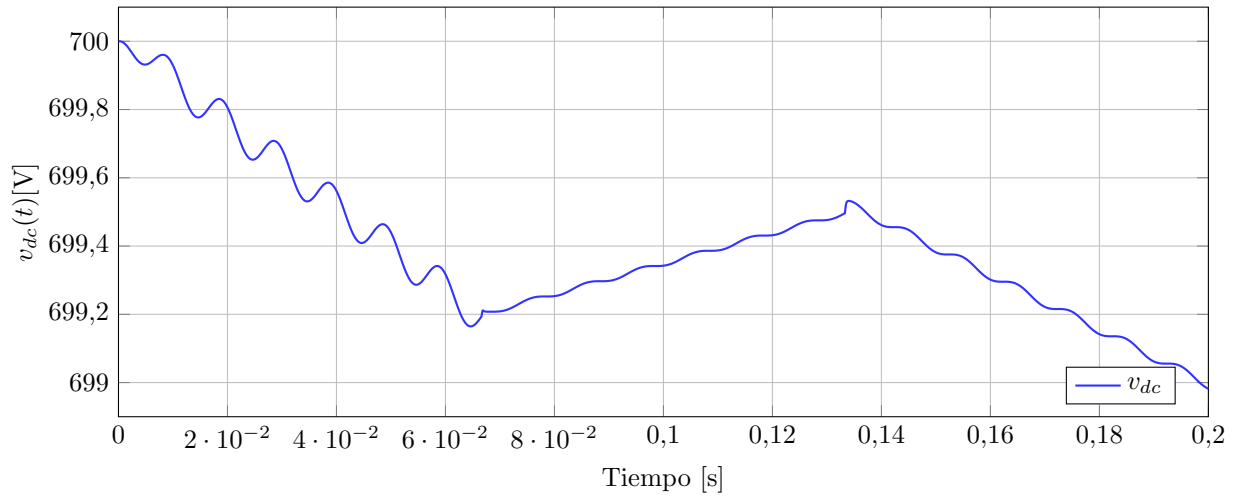


Figura 5.14: Respuesta dinámica del estimador de cuadratura para control P

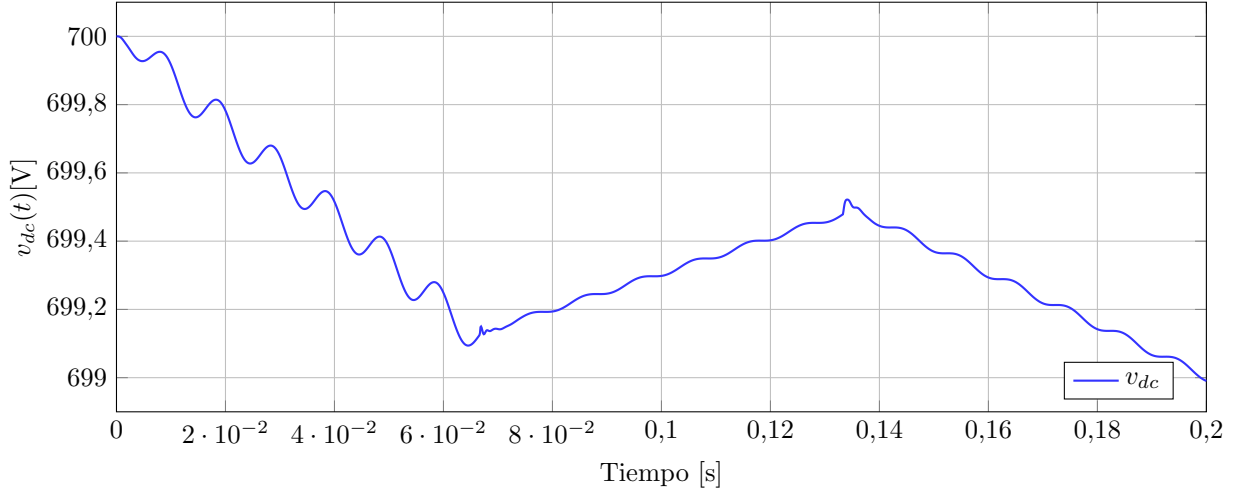


Figura 5.15: Respuesta dinámica del estimador de cuadratura para control PI

En los resultados de las figuras 5.14 y 5.15, inicialmente se establece en la barra de DC un valor de tensión constante ($v_{dc}(t) = 700[V]$), el supercapacitor inicia descargándose, debido al sentido del flujo de potencia mostrado en la Tabla 5.2, en ese momento, el supercapacitor se convierte en una fuente de energía para el red eléctrica, de esta manera el sistema SCES entrega su energía almacenada a la red eléctrica.

Posteriormente, a partir de $t > \frac{4}{60}$ es evidente que hay un cambio en el sentido del flujo de potencia (este cambio se puede ver en la Tabla 5.2), en este instante $v_{dc}(t)$ presenta una variación transitoria, y el sentido del flujo de potencia hace que el supercapacitor inicie un proceso de carga nuevamente, a partir de dicho *tiempo* el sistema SCES se convierte en una carga par la red eléctrica como se puede observar en las figuras 5.14 y 5.15.

De esta manera, mediante el sentido del flujo de energía activa, es posible controlar la variable de almacenamiento de energía del SCES.

Capítulo 6

Conclusiones

En este proyecto de grado se presentaron dos metodologías de control, control proporcional y control proporcional integral, para dar solución al problema de control de potencia activa y reactiva de un sistema SCES, se pudo demostrar la efectividad de las técnicas de control utilizadas, ya que la diferencia entre la corriente de la red y la referencia está muy cerca de los valores esperados.

La salida de la potencia aparente (S) del sistema SCES, fue modulada con ayuda de un modelo de cuadratura, que se basa en crear componentes paralelas y ortogonales de la tensión de la red, y de esta manera el modelo me permite simular condiciones operativas de la red de distribución tales como flujo de potencia y llevar a cabo el control de la potencia tanto activa como reactiva en función de la corriente de la red.

La estrategia de control diseñada, demuestra que la tecnología SCES, es una buena alternativa para resolver problemas de control de potencia activa y reactiva, además de mitigar fenómenos oscilatorios causado por diferentes perturbaciones en el sistema de potencia.

Además, estos dispositivos de almacenamiento, permiten acumular la energía en las horas en que el precio es más económico y entregarla a la red eléctrica en las horas en las que el precio es más costoso, contribuyendo así a la robustez del sistema.

Finalmente, se concluye que las estrategias de control desarrolladas, permitieron dar solución a los objetivos propuestos, de control de potencia activa y reactiva.

6.1. Trabajos futuros

Como futuros trabajos de investigación se propone:

Los sistemas de almacenamiento en general, son técnicas que permiten dar solución a diversos problemas de ingeniería. Los sistemas SCES, en particular son sistemas aun con mucho campo de estudio, han sido aplicados para dar solución de diferentes aplicaciones en sistemas de potencia y puede dar solución a problemas en redes inteligentes, micro-redes entre otras.

En este sentido, es necesario el desarrollo de técnicas de control avanzadas que garanticen corregir desbalances de corrientes que ocurran en cada uno de los cambios del flujo de potencia, ademas deben garantizar estabilidad e integrar optimización de la generación de energía eléctrica basada en un recurso renovables, incluir generación distribuida en conjunto con los almacenadores de energía para mejorar las condiciones operativas de las redes de distribución y transmisión.

De igual forma, existe la necesidad de considerar el beneficio económico en cuanto producto de la integración de técnicas de almacenamiento sumadas a las redes actuales, y de esta manera obtener el costo beneficio.

En cuanto a la construcción del modelo dinámico del supercapacitor, se requiere mejoras en cuanto a propiedades físicas y químicas, que permitan mejoras en la inter-conexión y amortiguación del sistema al cual van conectados.

Bibliografía

- [1] M. S. Lopez and A. G. Ruíz, *Mitigación de Resonancia Subsíncrona Mediante el uso de Unidades de Almacenamiento de Energía Magnética por Superconducción Integradas con un PWM-CSC*. PhD thesis, Universidad Tecnológica de Pereira, 2016.
- [2] I. San Martin, I. Zamora, J. San Martin, V. Aperribay, and P. Eguía, “Energy storage technologies for electric applications,” *International Conference on Renewable Energies and Power Quality*, no. 2, pp. 1–6, 2013.
- [3] A. Sánchez, “Sistema de almacenamiento de energía basado en baterías y supercondensadores,” *Ingeniería e Investigación*, vol. 1, no. 3, pp. 1–136, 2016.
- [4] L. Diaz, Y. Càceres, and P. Rios, “Diseño y simulación de estrategias de control conmutado en convertidores de potencia.,” *Ingeniería e Investigación*, vol. 1, no. 3, pp. 1–97, 2012.
- [5] AIE, “Agencia Internacional de Energía perspectivas sobre tecnología energética escenarios y estrategias hasta el año 2050.,” *Ingeniería e Investigación*, pp. 1–20, 2016.
- [6] I. L. T. Jose, I. Electricista, and A. G. Ruíz, *Sistemas de Almacenamiento de Energía a Partir De Bancos de Baterías Para La Integración de Fuentes de Energía Renovable en Micro-Redes en dc*. PhD thesis, Universidad Tecnológica de Pereira, 2015.
- [7] Y. Cheng, “Super capacitor applications for renewable energy generation and control in smart grids,” *2011 IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, pp. 1131–1136, 2011.

- [8] O. D. Montoya, “Time-Domain PBC Approach for Apparent Power Support in Single-Phase Distribution Networks Using SCES Devices,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 1, no. 2, pp. 1–8, 2017.
- [9] O. D. Montoya, “Un modelo generalizado para el control de elementos de almacenamiento de energía: SMES Y SCES,” tech. rep., Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, 2017.
- [10] O. D. Montoya, S. Member, A. Grajales, A. Garces, S. Member, and C. A. Castro, “Storage Devices and Distributed Generation,” *Distribution Systems Operation Considering Energy Storage Devices and Distributed Generation*, vol. 15, no. 5, pp. 890–900, 2017.
- [11] F. Bensmaine, O. Bachelier, S. Tnani, G. Champenois, and E. Mouni, “Modeling and control of a STATCOM-supercapacitors energy storage system associated with a wind generator,” *IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, pp. 156–161, 2014.
- [12] C. David, Z. Ríos, A. David, and P. Ríos, “Mejoramiento de la calidad de la potencia activa de un parque eólico empleando sistemas almacenadores de energía,” *Epsilon*, no. 2015, pp. 11–30, 2015.
- [13] L. Laguado, H. Chamorro, and J. Soriano, “Análisis y comparación entre un controlador PI difuso y un controlador PI óptimo convencional para un convertidor reductor,” *Ingenieria e Investigacion*, vol. 29, no. 3, pp. 61–66, 2009.
- [14] S. P. Boyd, L. El Ghaoui, E. Feron, and V. Balakrishnan, *Linear Matrix Inequalities in System and Control Theory*, vol. 15. 1994.
- [15] J. Andrés, M. Rodríguez, I. Electricista, and A. G. Ruíz, *Operación y Control de Micro-Redes Operando en Modo Aislado*. PhD thesis, Universidad Tecnológica de Pereira., 2015.
- [16] R. D. Medina, “Micro-Redes Basadas en Electronica de Potencia: Parte II: Control de Potencia activa y Reactiva,” *Micro-Redes Basadas en Electronica de Potencia: Parte II: Control de Potencia activa y Reactiva*, vol. 12, no. 12, pp. 24–34, 2014.
- [17] T. Zhou and B. François, “Energy management and power control of a hybrid active wind generator for distributed power generation and grid integration,” *Industrial Electronics, IEEE Transactions . . .*, vol. 58, no. 1, pp. 95–104, 2011.

- [18] M. Y. Ayad, M. Becherif, A. Henni, A. Aboubou, M. Wack, and S. Laghrouche, "Passivity-Based Control applied to DC hybrid power source using fuel cell and supercapacitors," *Energy Conversion and Management*, vol. 51, no. 7, pp. 1468–1475, 2010.
- [19] M. Becherif, "Passivity-based control of hybrid sources: Fuel cell and battery," *IFAC Proceedings Volumes (IFAC-PapersOnline)*, vol. 11, no. PART 1, pp. 585–590, 2006.
- [20] P. García, L. M. Fernández, J. P. Torreglosa, and F. Jurado, "Control Difuso de un Transv?r?a H?brido Propulsado por Pila de Combustible, Bater?a y Supercondensador," *RIAI - Revista Iberoamericana de Automatica e Informatica Industrial*, vol. 9, no. 2, pp. 162–169, 2012.
- [21] A. Romero-becerril and L. Alvarez-icaza, "Modelo dinámico orientado a control de un supercapacitor," *Congreso Anual de la Asociación de México de Control Automático*, p. 6, 2010.
- [22] T. Ma, H. Yang, and L. Lu, "Development of hybrid battery-supercapacitor energy storage for remote area renewable energy systems," *Applied Energy*, vol. 153, pp. 56–62, 2015.
- [23] Z. Cabrane, M. Ouassaid, and M. Maaroufi, "Analysis and evaluation of battery-supercapacitor hybrid energy storage system for photovoltaic installation," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 41, no. 45, pp. 20897–20907, 2016.
- [24] G. G. González, "Almacenamiento de energía magnética por superconducción," *Prisma tecnológico*, vol. 4, pp. 29–32, 2013.
- [25] A. Narvaez, C. Cortes, and C. L. Trujillo, "Comparative analysis of topologies for the interconnection of batteries and supercapacitors in a hybrid energy storage system," in *2017 IEEE 8th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, pp. 1–6, April 2017.
- [26] L. Plata, R. D. Fern, and G. R. Bossio, *Control de sistemas de Generacion Distribuida Renovable mediante conceptos de Pasividad y de moldeo de potencia*. PhD thesis, Universidad Nacional de La Plata, 2016.

- [27] Samir S. and Robert H. Williams, “Princeton Environmental Institute PRINCETON UNIVERSITY Energy Systems Analysis Group Compressed Air Energy Storage : Theory , Resources , And Applications For Wind Power Acknowledgments,” no. April, pp. 1—81, 2008.
- [28] S. Member, P. Delarue, and P. L. Moigne, “Modeling and Control of the Ultracapacitor-Based Regenerative Controlled Electric Drives,” vol. 58, no. 8, pp. 3471–3484, 2011.
- [29] N. Bertrand, J. Sabatier, O. Briat, and J.-m. Vinassa, “Embedded Fractional Nonlinear Supercapacitor Model and Its Parametric Estimation Method,” vol. 57, no. 12, pp. 3991–4000, 2010.
- [30] G. D. G. Yovany, *Simulación digital del Statcom basado en la topología convertidor modular multinivel*. PhD thesis, Universidad Simón Bolívar, 2013.
- [31] B. Bahrani, S. Member, A. Rufer, S. Kenzelmann, S. Member, L. A. C. Lopes, and S. Member, “Vector Control of Single-Phase Voltage-Source Converters Based on Fictive-Axis Emulation,” vol. 47, no. 2, pp. 831–840, 2011.
- [32] JOSÉ RICARDO GALLEGO VÁSQUEZ, *Teoremas Fundamentales de Circuitos Eléctricos*. PhD thesis, Universidad Tecnológica de Pereira, 2010.
- [33] I. L. Agustin Luis, Alvarez, *Control basado en pasividad de aerogeneradores DFIG con par variable*. PhD thesis, Universidad Nacional Autónoma de México., 2015.
- [34] D. A. Jose Miiguel, *Control basado en pasividad de dispositivos MEMS*. PhD thesis, Universidad Nacional Autónoma de México., 2010.
- [35] F. Serra, C. De Angelo, and D. Forchetti, “Passivity based control of a three-phase front end converter,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 11, no. 1, pp. 293–299, 2013.
- [36] A. Abdelrahman, L. Lamont, and L. E. Chaar, “Energy Storage for Intermittent Renewable Energy Systems,” vol. 1, pp. 1–8, 2012.
- [37] E. M. Andrés and H. L. Mauricio, “Energy Storage Systems in Renewable Power Generation,” no. 47, pp. 12–16, 2011.

- [38] X. Zong, *A Single Phase Grid Connected DC / AC Inverter with Reactive Power Control for Residential PV Application* by. PhD thesis, University of Toronto, 2011.